

DYNAMISK RESPONS AV VINDTURBINER PLASSERT OFFSHORE

av

KJETIL TANGEN

MASTEROPPGAVE

for graden

Master i Anvendt matematikk og mekanikk

(Master of Science)



*Det matematisk- naturvitenskapelige fakultet
Universitetet i Oslo*

Mai 2012

*Faculty of Mathematics and Natural Sciences
University of Oslo*

DYNAMISK RESPONS AV VINDTURBINER PLASSERT OFFSHORE

av

KJETIL TANGEN

MASTEROPPGAVE

for graden

Master i Anvendt matematikk og mekanikk

(Master of Science)



*Det matematisk- naturvitenskapelige fakultet
Universitetet i Oslo*

Mai 2012

*Faculty of Mathematics and Natural Sciences
University of Oslo*

Abstract

The world has an increasing demand for energy, and to achieve sustainable solutions there is a wish that this increase shall be covered with renewable energy sources. There is also a wish that existing energy production from fossil sources should be more and more replaced by renewable ones. Wind energy has been pointed out as an important contributor in the production of renewable energy. In recent years the wind energy industry has focused more towards the possibilities out in the ocean, because of the huge wind potential that exists there.

This Master Thesis deals with offshore wind turbines, and the environmental conditions they are exposed to. Further more, it shows how wind- and sea behaviour can be described, and how environmental loads are calculated on the basis of these environmental conditions. The thesis also describes the dynamic response of an offshore wind turbine, both bottom-mounted and floating. There are shown key areas in dynamic response that should be considered in terms of optimising the function and lifetime of the wind turbine. Two wind turbine concepts, that are based on a 5 MW reference turbine developed by NREL, is analysed for their dynamic response in this thesis.

The two wind turbine concepts are: a bottom-mounted monopile wind turbine and a floating catenary-moored spar wind turbine. They were simulated in the FEM-program FAST in different environmental conditions that can occur in the Northern sea. The bottom-mounted wind turbine was analysed in both time- and frequency domain. The results from the bottom mounted turbine showed that the wave induced loads had little impact on the dynamic response as long as the wind turbine was in operating mode. The wave induced loads had more impact in extreme weather, when the turbine was in parked (survival) mode. This is because of the blade-pitching. In extreme weather conditions the rotor blades are placed in feathered position, and the wind loads becomes minimal because of the aerodynamic shape of the blades. Thus, the wave loads becomes the dominant environmental load in extreme weather conditions. The analysis of the floating wind turbine was done in the time domain and not in the frequency domain, because of the non-linear effects that occurs. The results showed, among other results, that the wind turbine had a drift in the ocean about around 15 meters in normal environmental conditions.

Sammendrag

Verden har stadig økende behov for energi, og for å få bærekraftige løsninger er det et ønske om at denne økningen skal bli dekket av fornybare energikilder, samt at eksisterende energiproduksjon fra fossile kilder blir byttet ut med fornybare. I den forbindelse er vindkraft blitt trukket frem som en viktig bidragsyter for produksjon av fornybar energi. I de siste årene har vindkraftindustrien begynt å se mot havet på grunn av det store vindpotensialet der.

Denne masteroppgaven omfatter offshore vindturbiner, og de værmessige forholdene de utsettes for. Det er derfor vist hvordan vind- og havoppførselen kan beskrives, samt hvordan værmessige laster kan beregnes på bakgrunn av disse værbeskrivelsene. Oppgaven tar for seg den dynamiske responsen til en offshore vindturbin, både bunnfast og flytende. Det er også forklart litt om nøkkelområder i den dynamiske responsen, som for eksempel strukturell resonans, noe som det bør tas hensyn til med tanke på vindturbinens funksjon og levetid. I tillegg er det utført en analyse av den dynamiske oppførselen til to forskjellige konsepter for vindturbiner. Designet av vindturbinene tok utgangspunkt i en referanseturbin, utviklet av NREL, i størrelsesorden 5 MW.

De to vindturbinkonseptene som ble analysert er: en bunnfast vindturbin med monopel fundament og en flytende kjedelinjefortøyd vindturbin. Disse vindturbinene ble simulert i FEM-programmet FAST, ved ulike værmessige forhold som kan oppstå i Nordsjøen. Den bunnfaste vindturbinen ble analysert i både tids- og frekvensdomenet. Resultatene fra den bunnfaste vindturbinen viste at den bølgeinduserte lasten hadde lite å si på vindturbinens dynamiske respons, så lenge vindturbinen var i drift. Bølgelasten hadde mer å si ved ekstremvær, da vindturbinen var i nedstengt modus. Dette kommer av bladvridningen til rotorbladene. Ved ekstremvær er bladene vridd slik at de ligger parallellt med vinden (feathered). På grunn av den aerodynamiske formen på bladet vil da vinden gli lett over bladene, og det blir lite vindindusert last. Bølgelasten ble derfor den dominerende ytre lasten ved ekstremvær. Den flytende vindturbinen ble kun analysert i tidsdomenet, da ikke-lineære effekter gjorde det vanskelig å gjøre en frekvensanalyse. Resultatene viste, blant annet, at fundamentets forskyvning (drift i havet) var på det meste omtrent 15 meter ved en normal værtilstand.

Notasjoner

Forkortningsliste

1P	rotorens rotasjonsfrekvens
3P	bladenes passeringsfrekvens (3 blader)
BEM	bladelementmomentumteorien
C	Celsius
CMS	Catenary Moored Spar
CO ₂	karbondioksid
DNV	Det Norske Veritas
EU	Europeiske union
et al.	med andre
FAST	Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence
FEM	Finite Element Method
FORTRAN	Formula Translation
Hz	Hertz
IEC	International Electrotechnical Commission
kg	kilogram
km	kilometer
kW	kilo-watt
JONSWAP	Joint North Sea Wave Project
m	meter
mm	millimeter
MDF	Multi Degree of Freedom
MW	mega-watt
N	Newton
kN	kilo-Newton
NREL	National Renewable Energy Laboratories
NWTC	National Wind Technology Center
PM	Pierson-Moskowitz
POT	Peak Over Threshold
RPM	rotasjoner per minutt
s	sekunder
SDF	Single Degree of Freedom
SVN	stille vannsnivå
TLS	Tension Leg Spar

Latinske symboler

a	skaleringsfaktor
a, a'	induksjonsfaktor
a_i	amplituden til bølgekomponent i
A	sveipearealet til rotoren
A	projeksjonsflaten
A	legemets areal i planet
A_d	rotorskivens tverrsnittsareal
A_γ	normaliseringsfaktor
A_n	konstant
$\mathbf{A}(\omega)$	frekvensavhengige adderte massematrisen
B_n	konstant
c	kordelengden på vingen
c	dempningskoeffisient
\mathbf{c}	dempningsmatrise
C	konstant lik forholdet mellom bølgelengde og -periode
\mathbf{C}	frekvensavhengige potensielle dempningsmatrisen
C_A	adderte massekoeffisient
C_D	dragkoeffisient
$C_{DS}(\Delta)$	dragkoeffisienten for stabil strømming
C_l	løftekoeffisient for ett element
C_L	løftekoeffisient for hele legemet
C_M	treghets- / masse-koeffisient
C_p	effekt-koeffisient
$C(t)$	tidsavhengig konstant
C_π	faktor som relaterer K_C til C_{DS}
d	vanndybde
dz	infinitesimal lengde i z-retning
dF	infinitesimal kraft
dF_D	infinitesimal dragkraft
dF_M	infinitesimal treghets-/massekraft
dF_N	normalkraften til rotorskiven
dT	skyvekraft
dQ	dreiemoment

D	tårnets diameter
$\mathbf{D}_{\text{hydro1}}$	lineære viskøse hydrodynamiske dempningsmatrisen
$\mathbf{D}_{\text{hydro2}}$	kvadratiske viskøse hydrodynamiske dempningsmatrisen
$\mathbf{D}_{\text{aero1}}$	lineære aerodynamiske dempningsmatrisen
$\mathbf{D}_{\text{aero2}}$	kvadratiske aerodynamiske dempningsmatrisen
E	årlig energiproduksjon
$E(H_{m0})$	gjennomsnittsverdien til bølgehøyden
$E(T_p)$	gjennomsnittsverdien til spektraltoppens bølgeperiode
EI	bøystivhet
f_i	frekvensen til bølgekomponent i
$f(U)$	vindfordelingen
$f(\bar{U})$	sannsynligheten for den gjennomsnittlige vindhastigheten
F	korreksjonsfaktor
F_D	aerodynamisk drag
F_D	dragkraften
F_{FK}	Froude-Krylov-kraften
F_L	aerodynamisk løft
F_M	treghets- / massekraften
F_w	vindlasten som treffer rotorbladene
$F(\bar{U})$	kumulativfordelingen for den gjennomsnittlige vindhastigheten
g	gravitasjonskraften
$\mathbf{g}_{\text{hydro}}, \mathbf{g}_{\text{aero}}$	vektorfunksjoner
h_m	middelverdien av bølgehøydene
H	bølgehøyde
H	referansehøyde
$H_{1/3}$	gjennomsnittet av tredjeparten av de høyeste bølgehøydene
H_{m0}	signifikant bølgehøyde uttrykt fra spektralmomentet
H_{rms}	kvadrerte middelverdien av bølgehøydene
H_s	signifikant bølgehøyde
$I(z)$	turbulensintensitet i høyde z
k	fjærkoeffisient
\mathbf{k}	stivhetsmatrise
k	formfaktor
k	overflateruhetens størrelse
\mathbf{K}	posisjonsavhengige hydrostatiske stivhetsmatrisen
K_C	Keulegan-Carpenters tall
L	bølgelengde

L	laminært separasjonspunkt
L_{1u}, L_{2u}	skaleringslengder
m	systemets masse
\mathbf{m}	massematrise
m_n	n-te ordens spektralmoment
m_0	0. ordens spektralmoment
m_2	2. ordens spektralmoment
M	moment
\mathbf{M}	frekvensavhengig massematrise
n	vindfrekvens
N	antall frihetsgrader
N_0	timer per år
$p_H(h)_{Rayleigh}$	Rayleighs sannsynlighetstetthetsfunksjon
$p_H(h)_{Weibull}$	Weibulls sannsynlighetstetthetsfunksjon
$p(t)$	ytre last i tidsperspektiv
$P(U)$	effekten til vindturbinen som funksjon av vindhastigheten
\mathbf{P}	eksitasjonskraft
$P_H(h)_{Rayleigh}$	Rayleighs kumulativ sannsynlighetsfunksjon
$P_H(h)_{Weibull}$	Weibulls kumulativ sannsynlighetsfunksjon
q_n	skalarmultiplikator
r	avstanden fra navsenter til det sirkulære elementet dr
Re	Reynolds tall
S	bølgenes bratthetsparameter
$S(f)$	spektraltettheten
S_J	JONSWAP spektrum
S_{PM}	Pierson-Moskowitz spektrum
$S_u(n)$	autospektraltetthetsfunksjonen
$S(\omega_n)$	kraftspektralfunksjonen
T	bølgeperiode
T	turbulent separasjonspunkt
T_{m02}	bølgeperioden uttrykt fra spektralmomentet
T_p	bølgeperioden til spektraltoppen
u	partikkelhastighet
u	karakteristisk fri strømningshastighet for vann
\ddot{u}	systemets akselerasjon
$\ddot{\mathbf{u}}$	kolonnevektor av systemets akselerasjon
\dot{u}	systemets hastighet

$\dot{\mathbf{u}}$	kolonnevektor av systemets hastighet
u	systemets forskyvning
\mathbf{u}	kolonnevektor av systemets forskyvning
$u(t)$	forskyvning i tidsperspektiv
u_w, w_w	vannpartikkelhastigheter
$u(x, y, z, t)$	fluktasjonen i vindfeltet i lengderetning
$U(x, y, z, t)$	vindhastighet i lengderetning
U	vindhastighet
U	strømningshastighet
\bar{U}	10-minutters gjennomsnittlig vindhastighet
\bar{U}_0	1-times gjennomsnittlig vind 10 meter over stille vannsnivå
$U(z)$	gjennomsnittlig vindhastighet i høyde z
$U(H)$	vindhastighet i høyde H
U_∞	uforstyrrede vindhastigheten i forkant av tårnet
U_R	Ursells tall
$\mathbf{v}_c(z)$	havstrømningshastigheten ved havdybde z
$v(x, y, z, t)$	fluktasjonen i vindfeltet i sideveisretning
v_m	maksimal orbital vannpartikkelhastighet
$V(x, y, z, t)$	vindhastighet i sideveisretning
V_{start}	vindhastighet ved oppstart
V_{stop}	vindhastighet ved nedstengning
$w(x, y, z, t)$	fluktasjonen i vindfeltet i vertikalretning
$W(x, y, z, t)$	vindhastighet i vertikalretning
z	høyden over stille vannsnivå
z_0	ruhetslengde

Greske symboler

α	kraftloveksponent
α	formparameter
α	angrepsvinkel på vindretningen
α_i	fasevinkelen til bølgekomponent i
β	skaleringsparameter
Γ	gammafunksjon
Γ	luftsirkulasjonen rundt sylindren
γ	formparameter for spektral toppen
κ	krumning

Δ	overflateruheten til konstruksjonen
Δr	element i rotorbladet i avstand r fra rotorbladinnspenningen
Δt	tidssteg
$\eta(t)$	bølgens overflatehøyde
η_0	amplituden til strømmingssvingningene
η_1	horisontal stivlegemebevegelse
θ	«pitch angle»
$\theta(t)$	rotasjon i tidsperspektiv
μ	gruntvannsparameter
ν	vannets kinematiske viskositet
λ	bølgelengde
λ	forholdet mellom den tangensielle tupphastigheten og vindhastigheten
λ_0	bølgelengden i lineær dypvannsteori
ρ	lufttetthet
ρ	vannets massetetthet
σ	spektral breddeparameter
$\sigma(z)$	standardavviket til turbulenskomponenten
σ'	lokal soliditet
ϕ	relativ angrepsvinkel
ϕ_n	fasevinkel
ϕ_n	naturlig svingemode
$\phi(x, z, t)$	hastighetspotensialet
ψ	strømfunksjon med fast referanseramme
$\bar{\psi}$	strømfunksjon med bevegelig referanseramme
Ψ	rotasjonsvinkel
$\Psi(K_C)$	bølgeforsterkningsfaktor med hensyn på K_C
ω	vinkelfrekvens
ω_n	naturlig frekvens
ω_p	vinkelfrekvensen til spektraltoppen
Ω	rotasjonshastigheten til rotoren

Andre symboler

∇	del-operator
----------	--------------

Innhold

I	FELLES DEL	xix
1	Introduksjon	1
1.1	Historikk og bakgrunn	1
1.2	Oppgavebeskrivelse	4
1.2.1	Endringer i oppgavebeskrivelsen	5
1.3	Oppbygning	6
2	Offshore vindturbin og dens komponenter	7
2.1	Innledning	7
2.2	Fundament	7
2.2.1	Bunnfaste fundamenter	8
2.2.2	Flytende fundamenter	10
2.3	Tårn	12
2.4	Generatorhuset	13
2.5	Rotor	15
2.5.1	Rotorblader	15
2.5.2	Aerodynamisk hastighetsregulering	15
2.5.3	Bremsesystem	18
3	Miljømessige forhold	19
3.1	Innledning	19
3.2	Vind	19
3.2.1	Vindforhold	20
3.2.2	Vindspekter	22
3.2.3	Statistisk fordeling av vind	23
3.2.4	Vindprofil	25
3.3	Bølger og havstrømninger	26
3.3.1	Generell beskrivelse av bølger	26
3.3.2	Bølgespekter	29
3.3.3	Statistisk fordeling av bølger	32

3.3.4	Havstrømninger	35
3.4	Kombinert statistisk fordeling av bølger og vind	36
4	Aerodynamikk	40
4.1	Innledning	40
4.2	Aerodynamiske krefter	40
4.2.1	Løfte- og dragkoeffisienter	42
4.3	Dynamisk stall	44
4.4	Bladelementmomentumteori	45
4.4.1	Momentumteori	45
4.4.2	Bladelementteori	48
4.4.3	Rotorens virvelsone	50
4.5	Vindsimulering	50
4.6	Vindlaster	51
4.6.1	Vindskjær	52
4.6.2	Giringsmoment	52
4.6.3	Tårnskygge	53
4.6.4	Andre laster	54
4.7	Aerodynamisk stabilitet	55
5	Hydrodynamikk	56
5.1	Bølgeteorier	56
5.1.1	Innledning	56
5.1.2	Lineær teori	58
5.1.3	Ikke-lineære teorier	61
5.2	Bølgelaster	62
5.2.1	Morisons ligning	63
5.2.2	Morisons ligning for flytende konstruksjoner	70
5.2.3	Panelmetoden	70
6	Dynamisk respons av konstruksjoner	72
6.1	Innledning	72
6.2	Design av offshore vindturbiner	73
6.3	Dynamisk respons	75
6.3.1	Dynamisk respons av bunnfaste konstruksjoner	76
6.3.2	Dynamisk respons av flytende konstruksjoner	79
7	Spesifikasjon av referanseturbin	82
7.1	NRELs 5 MW referansevindturbin	82

II	INDIVIDUELL DEL	85
8	Introduksjon	87
8.1	Beskrivelse av individuell del	87
8.2	Beskrivelse av koordinatsystem	88
9	Simuleringsverktøy	90
9.1	Innledning	90
9.2	FAST	90
9.3	AeroDyn og HydroDyn	91
9.4	TurbSim	91
9.5	Matlab	91
9.6	MCrunch	92
10	Miljømessige forhold i simuleringen	93
10.1	Innledning	93
10.2	Vinddata	95
10.3	Bølgedata	96
11	Analyse av 5 MW bunnfast monopel vindturbin	98
11.1	Innledning	98
11.2	Relevans av turbulent vindhastighet og bølgeindusert last .	99
11.3	Presentasjon og diskusjon av resultater	104
11.3.1	Resultater fra tidsanalysen	104
11.3.2	Resultater fra frekvensanalysen	109
12	Analyse av 5-MW flytende «CMS» vindturbin	113
12.1	Vindturbinens oppbygning	113
12.1.1	Tårnkonstruksjon	114
12.1.2	Fundamentkonstruksjonen	114
12.1.3	Forankringskablene	115
12.2	Presentasjon og diskusjon av resultater	116
12.2.1	Resultater fra tidsanalysen	116
13	Konklusjon og videre forskning	122
13.1	Rapportens konklusjon	122
13.2	Videre forskning	123
A	Input-filer monopel	125
A.1	FAST inputfiler	125

A.1.1	FAST hovedfil	125
A.1.2	AeroDyn-fil	128
A.1.3	Plattform-fil	129
A.1.4	Tårn-fil	129
A.1.5	Rotorblad-fil	130
A.2	TurbSim inputfil	131
A.3	MCrunch inputfil	132
B	Input-filer «CMS»	135
B.1	FAST inputfiler	135
B.1.1	FAST hovedfil	135
B.1.2	AeroDyn-fil	138
B.1.3	Plattform-fil	139
B.1.4	Tårn-fil	140
B.1.5	Rotorblad-fil	141
B.2	TurbSim inputfil	142
B.3	MCrunch inputfil	143
	Referanser	144

Forord

Denne masteroppgaven er mitt avsluttende arbeid for å gjennomføre Mastergraden i Anvendt Matematikk og Mekanikk, Linje: Faststoffmekanikk, på matematisk institutt ved Universitetet i Oslo. Jeg har det siste året fattet stor interesse for konstruksjoner plassert offshore, og de utfordringer det medfører seg. Offshore vindkraft har i det siste årene fått viet større oppmerksomhet, og det finnes store muligheter for å gjøre denne form for produksjon av fornybar energi mer attraktiv.

Jeg vil rette en stor takk til mine interne veiledere, Harald Osnes og Brian Hayman, for utmerket samarbeid og god veiledning under utførelsen av denne oppgaven. Jeg vil rette en stor takk til medstudent og medforfatter i fellesdelen, Axel Bunkan, for ypperlig samarbeid gjennom hele året, deriblant korrekturlesing og konstruktive innspill. Jeg vil også gi en takk til min familie for god støtte gjennom hele mitt studieforløp. Uten dere ville veien vært mye vanskeligere. Sist, men ikke minst, vil jeg rette en stor takk til min kjære samboer, Melissa Mimbela:

« Thank you for always being there, no matter what, during frustrating times and long days. »

Mai 2012

Kjetil Tangen

Del I

FELLES DEL

Kapittel 1

Introduksjon

1.1 Historikk og bakgrunn

Den første pålitelige historiske kilden om vindmøller er fra år 644, og den forteller om en vindmølle i den persiske provinsen Seistan. Denne hadde en vertikal akse og baserte seg på dragkrefter. Først på 1100-tallet er det dokumenterte vindmøller i Europa. Hvorvidt de europeiske vindmøllene var inspirert av de persiske eller ikke, er vanskelig å si noe sikkert om. De skiller seg i hvert fall markant fra hverandre. Europeerne baserte vindmøllene sine på løftekrefter, og de brukte en horisontal akse. Sammenlignet med de europeiske vindmøllene var de persiske ganske ineffektive [25]. Ved hjelp av momentumteori er det mulig å vise at et rotorblad basert utelukkende på dragkrefter har en maksimal utnyttelsesgrad på omtrent 0,2. Tilsvarende tall for et rotorblad basert utelukkende på løftekrefter er omtrent 0,6. Denne øvre grensen er ofte kalt Betz-faktoren.

Tradisjonelt forbinder vi vindmøller med kornmaling, men de ble brukt til nesten alle typer mekaniske oppgaver. I starten var vindmøllene av relativ enkel art, men etter hvert ble de mer avanserte. De viktigste forbedringene som ble gjort, var implementeringen av mekanisk bremsing samt en konstruksjon som gjorde det mulig å rotere toppen når vinden skiftet retning. En form for mekanisk bremsing er automatisk justering av avstanden mellom malsteinene. Når avstanden mellom steinene økte, så kom det mer korn til mellom steinene. Dette resulterte i at lasten økte og at rotoren ble bremsset. Da den industrielle revolusjonen kom og etter hvert foreldet de tradisjonelle europeiske vindmøllene, hadde utviklingen av vindmøllene kommet ganske langt. Rotorbladene hadde en vridning som tok hensyn til at hastigheten øker lenger ut på bladene [25].

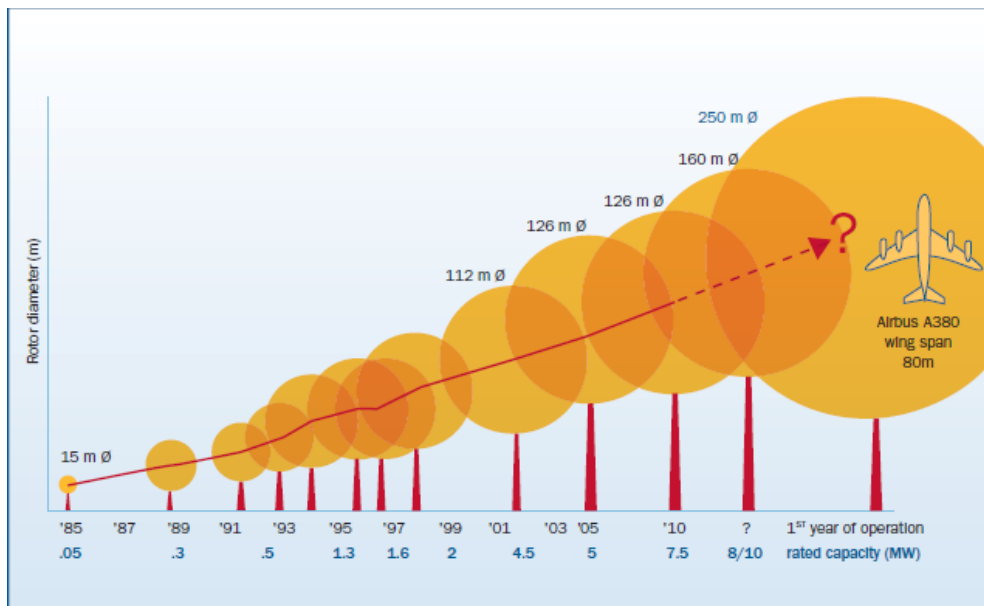
Selv om de tradisjonelle vindmøllene stort sett gikk ut av drift, betydde ikke det at det ikke lenger var aktuelt å utnytte energien i vinden. I USA ble det en oppblomstring av vindturbiner. Disse var gjerne tilknyttet en farm eller jernbanen og produserte elektrisk energi eller pumpet vann. Et karakteristisk trekk ved dem var at de hadde mange rotorblader. Da elektrifiseringen av distriktene startet i 1936, startet også en nedgang i antall vindturbiner.

Vindturbiner med tre rotorblader plassert oppstrøms, altså mellom tårnet og den innkommende vinden, og med «stall»-regulert rotor er kalt det danske konseptet. Stallregulering er en aerodynamisk hastighetsregulering og er nærmere forklart i avsnitt 2.5.2. Vindturbiner med dette konseptet ble konstruert av Juul i midten av 1950-tallet [20]. I ettertid er slike vindturbiner blitt en standard som andre typer vindturbiner blir målt opp mot.

Interessen for vindturbiner har gått litt i rykk og napp, noe som har hatt sammenheng med prisene på andre energikilder som olje og kull. Oljekrisen i 1973 førte til at California ga meget gunstige betingelser for produksjon av fornybar energi. De statlige og føderale subsidieringsordningene var betydelige. I tillegg ble vindturbinparkene plassert på steder med ekstra gunstige vindforhold. Denne kombinasjonen førte til gullrush-lingnende tilstander i vindturbinindustrien. Det var flere typer vindturbiner som ble bygd, noen mer vellykkede enn andre. Erfaringene som ble gjort i California var viktig for å gjøre vindturbiner mer konkurransedyktige mot fossile energikilder. På 80-tallet ble mye av subsidieringen fjernet, og med det resultat at interessen for å drive vindturbiner ble mindre.

I de seneste 10-årene har det skjedd en utvikling der vindturbinene har blitt stadig større, se figur 1.1. Denne utviklingen har ført til en del problemer. Byggemetoder og dimensjoneringspraksis som fungerte bra på mindre vindturbiner, viste seg å være problematisk for større vindturbiner [21]. Blant annet ble vibrasjon i rotorbladene en utfordring.

Den første offshore vindparken ble bygget i 1991 like utenfor kysten av Danmark [8]. Vindparken består av elleve 450 kW vindturbiner og fikk navnet Vindeby. Utover 90-tallet ble det oppført flere vindparker offshore, men i likhet med Vindeby ble også disse oppført relativt nær kysten (innenfor 5 km av kysten). Horns Rev ble den første vindparken som ble plassert langt fra land. Horns Rev ble utbygd i 2002 og ligger 20 km utenfor kysten av Danmark. De fleste offshore vindturbiner har tre rotorblader som er vendt mot vinden (oppstrøms vindturbiner), men det fins noen med to rotorblader som er vendt vekk fra vinden (nedstrøms



Figur 1.1: Illustrasjon over utviklingen av rotordiameter. Bildet er hentet fra det europeiske forskningsprosjektet UpWind [6].

vindturbiner).

Etter hvert som oppmerksomheten for CO₂ økte, ble det mer og mer interessant med energikilder som hadde liten eller ingen CO₂-utslipp. Vindturbiner ble ansett som en interessant energikilde, og fra rundt 1991 var de lave CO₂-utslippene¹ blitt hovedgrunnen for vindturbininteressen [8].

Med de høye oljeprisene rundt 2006 og bekymring for energiforsyningsikkerhet ble det en økt interesse for vindenergi. Flere land vedtok tiltak som ga energiprodusentene insentiver til å utnytte vindenergien [8].

I 2008 kom EU med et fornybardirektiv der det ble presentert en målsetningen som fikk tilnavnet 20-20-20. Et av målene var at 20% av all energi i EU skulle komme fra en fornybar energikilde innen 2020. Det er sannsynlig at gasskonflikten mellom Russland og Ukraina, som førte til at Russland kuttet gass tilførselen til EU, bidro til økt oppslutning om direktivet. Året etter publiserte EU-kommisjonen et kommuniqué der de diskuterte muligheten for 20% fornybar energi i 2020, 33% i 2030 og 50% i 2050 [6]. Med tanke på at andelen fornybar energi er på 5% pr. dags dato, er dette ambisiøse mål. En betydelig satsing på vindturbiner både til lands og til vanns anses som en forutsetning for å nå målene.

¹Det tas her hensyn til utslippene som kommer av produksjon, oppføring, vedlikehold og riving av vindturbinen

På 1990-tallet ble det satt igang flere forskningsprosjekter som tok sikte på å undersøke anvendelse av flytende vindturbiner [44]. Disse prosjektene var kun av teoretisk art, og selv om det etterhvert ble utført forsøk med modeller i bølgetanker, var det ingen sikker kunnskap om hvordan en fullskala flytende vindturbin ville oppføre seg, eller hvordan den ville fungere under faktiske forhold. I 2009 ble Hywind-prosjektet til Statoil en realitet. Dette var verdens første flytende vindturbin [27]. Hywind-vindturbinen har en effekt på 2,3 MW, og den er plassert på 220-meters havdyp 10 km sørvest for Karmøy.

Rotorbladene er den delen av en vindturbin som skal ta opp energien som er i vinden. Det er derfor gunstig at rotorbladene er så aerodynamiske som mulig, slik at de kan nyttegjøre mest mulig av vindenergien. Siden de aerodynamiske egenskapene til rotorbladene betyr så mye for utnyttelsesgraden, har forbedring av disse egenskapene vært blant de viktigste forskningsområdene innen vindenergi. De siste 10-årene har det skjedd en betydelig forbedring av utnyttelsesgraden til vindturbiner, og for optimaliserte vindturbiner ligger utnyttelsesgraden pr. dags dato ved rundt 0,5. Dette er relativt nært Betz' grense, og det er ikke uvanlig å si at det ikke lenger er så mye å hente på videre forskning på dette området. Derimot er reduksjon av utmattingslast, enten på grunn av designforbedringer eller forbedring i beregningsmodeller, og generell kostnadsreduksjon viet mye oppmerksomhet den senere tiden. Forskningsprosjektet UpWind har kommet med forslag til designforbedringer, som vil resultere i betydelig lavere utmattingslaster enn dagens design. Dette er oppmuntrende resultater for vindindustrien, ettersom det vil medføre en reduksjon av kostnadene og dermed også økt konkurransedyktighet mot fossile energikilder.

1.2 Oppgavebeskrivelse

Denne oppgaven er laget for to studenter, og omhandler dynamisk respons av vindturbiner med ulike fundamenteringsløsninger plassert offshore. Oppgaven er inndelt i to deler, der del I er en felles del utarbeidet gjennom et samarbeid mellom Kjetil Tangen og Axel Bunkan. Del II er en individuell del, og fokuserer dermed på forskjellige ting i de to oppgavene.

Mål Formålet med oppgaven er å: (...) *studere vindmøller plassert til havs. Slike vindmøller blir utsatt for laster knyttet til bølger, strøm og vind. Dette er dynamiske laster, og disse fører til at vindmøllen vil oppleve en sammensatt og komplisert dynamisk respons. Her vil det være et samspill mellom oppførselen*

til selve vindmøllebladene/roteren, tårnet, understellet/fundamentet og eventuell forankring. I oppgaven vil vi studere og eventuelt utvikle analytiske og numeriske analysemetoder for prediksjon av dynamisk oppførsel for slike vindmøller².

De konkrete punktene som oppgaven skal dekke er:

- Gjøre seg kjent med vindmøllers oppbygning og virkemåte.
- Sette seg inn i analysemetoder for å predikere vindens dynamiske innvirkning på rotoren/bladene under rotasjon og lastene som rotoren/bladene påfører selve vindmøllen/tårnet.
- Finne fram til og eventuelt laste ned mulig programvare (bl.a. AeroDyn) som blir benyttet/kan benyttes til å studere dynamiske lastvirkninger på rotor/blader.
- Studere laster på vindmølletårn og understell.
- Sette seg inn i og eventuelt utvikle analysemetoder (analytiske og numeriske) for å studere vindmøllers dynamiske oppførsel som følge av lastene nevnt ovenfor.
- Benytte analysemetodene til å studere oppførselen til to konkrete konsepter for vindmøller plassert offshore.

Det ene konseptet er tenkt å være en flytende forankringsløsning mens det andre et bunnfast et. Konseptene og fordelingen av disse, er som følger:

Tangen	Bunkan
Monopel	Fagverk/jacket
Strekkstagrundholt	Kjedelinjefortøyd rundholt

1.2.1 Endringer i oppgavebeskrivelsen

Det ble gjort følgende endringer i oppgavebeskrivelsen underveis i denne masteroppgaven (Kjetil Tangen): Det flytende konseptet som skulle studeres ble endret fra å være en vindturbin med strekkstagrundholt til å være en vindturbin med kjedelinjefortøyd rundholt. Konseptet ble endret på grunn av større tilgjengelighet av data fra vindturbiner med kjedelinjefortøyd rundholt. Da det var lite tilgjengelig data å finne fra vindturbiner med strekkstagrundholt ble det ikke nok tid til å studere dette nærmere.

²Det er i ettertid blitt bestemt å bruke vindturbin istedenfor vindmølle.

1.3 Oppbygning

Oppgaven er todelt, der første del er en felles del som omhandler teori og beskrivelse av analysemetode. Her dannes det et teoretisk grunnlag som så brukes i annen del av oppgaven. Annen del er en individuell del som omhandler selve analysen, og hvordan denne er gjennomført. Denne delen avviker noe i de to oppgavene, både i innhold og i oppbygning.

Kapittel 2 gir en oversikt over vindturbinens oppbygning. De miljømessige forholdene er beskrevet i kapittel 3. I tillegg er det her en beskrivelse av hvordan de ulike værparameterne kan bestemmes. Kapittel 4 og 5 omfatter laster fra henholdsvis vind og bølger, og hvordan disse påvirker vindturbinen. Her er det også gitt en innføring i teorien som ligger til grunn for lastbeskrivelsene. Den dynamiske likevektsligningen og aspekter ved dynamisk analyse av en vindturbin er behandlet i kapittel 6. Siste kapittel av fellesdelen, kapittel 7, omhandler referanseturbinen til NREL. Dette er en vindturbin på 5 MW som er brukt som utgangspunkt for de dynamiske analysene.

Fellesdelen har vært et samarbeidsprosjekt mellom Kjetil Tangen og Axel Bunkan. Arbeidsfordeling har vært slik at kapittel 1, 2 og 4 samt avsnitt 3.1 og 3.2 er skrevet av Axel Bunkan, mens kapittel 5, 6 og 7 samt avsnitt 3.3 og 3.4 er skrevet av Kjetil Tangen. Avsnitt 1.2 og 1.3 avviker noe i to masteroppgavene, men dette er en naturlig konsekvens av at det faktisk er forskjellige masteroppgaver.

Kapittel 2

Offshore vindturbin og dens komponenter

2.1 Innledning

For å få en oversikt over hvordan en vindturbin er satt sammen vil det her følge et kapittel hvor det gis en kort innføring i komponentene til en vindturbin. Fundamenteringskonseptene til vindturbinene, som skal studeres nærmere i den individuelle delen, er beskrevet i dette kapitlet. En spesifisering av selve vindturbinen er gitt i kapittel 7. I tillegg vil det følge en forklaring på enkelte begreper som vil bli brukt senere i oppgaven.

Med vindturbin menes det i denne oppgaven hele konstruksjonen. I tillegg er det brukt en fortolkning som tilsier at en vindturbin produserer elektrisk energi, mens en vindmølle ikke gjør det.

2.2 Fundament

For at en vindturbin skal stå stødig må den ha et godt fundament som sikrer at lastpåkjenningene blir tatt opp på tilfredstillende vis. Et dårlig oppført fundament kan få store økonomiske konsekvenser og vil i verste fall føre til strukturell kollaps. Offshore vindturbiner kan deles inn i to hovedkategorier ut ifra fundamenteringsløsningen de har. Den ene kategorien er bunnfaste vindturbiner, hvor vindturbinen står fastmontert i havbunnen. Den andre varianten er flytende

vindturbiner som er festet til havbunnen ved hjelp av forankringskabler.

2.2.1 Bunnfaste fundamenter

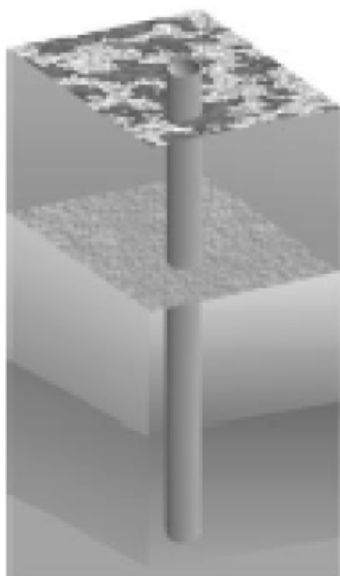
Bunnfaste vindturbiner har et understell som står på havbunnen. Dette vil normalt kreve et flatt underlag slik at konstruksjonen står stødig, og for at understellet ikke skal flytte seg må det være festet til havbunnen. En mye brukt metode er å sette peler ned i havbunnen og feste understellet til pelene. Alternativt kan gravitasjonsfundamenter brukes. Disse er så massive at gravitasjonskreftene er nok til å holde fundamentet på plass, samt hindre at de drivende (moment)kreftene fører til at konstruksjonen velter.

Monopelfundament

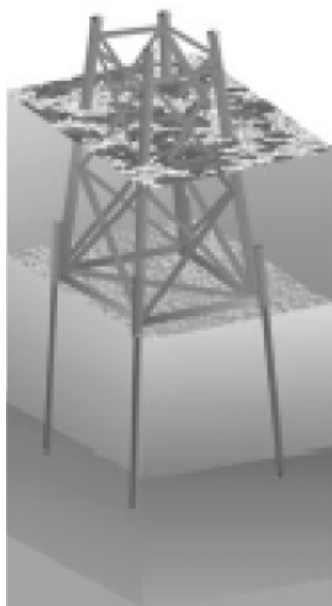
Monopel, vist i figur 2.1, er et mye brukt fundament, og er godt egnet for små havdybder (opptil 25 meter). Konstruksjonen har en sylindrisk form med en typisk diameter på fire til seks meter [40]. Monopelen bankes ned i havbunnen og krever derfor minimal bearbeiding av havbunnen. Siden fundamentet bankes ned i havbunnen kan ikke havbunnen være for hard. Mesteparten av arbeidet med et monopelfundament kan gjøres på land, hvilket medfører økonomiske fordeler siden usikkerheten knyttet til maritime operasjoner begrenses til et minimum.

Fagverksfundament

Fagverksfundament, eller jacket som det ofte kalles, er en fundamenteringsløsning som er brukt med stor suksess i olje- og gassindustrien. I olje- og gassindustrien er det ingen utfordringer som er helt like og det er derfor skreddersydde løsninger for hvert problem. For vindturbinutbygging vil det være mer gjenbruk av løsninger, og derfor mer kostnadseffektiv produksjon av fundamentene. I likhet med monopeler kan fagverket lages på land for så å fraktes ut. Fagverket krever gjerne planering av havbunnen og må festes til havbunnen ved hjelp av peler. Fagverksfundament er et stivere fundament enn monopel, og er normalt benyttet på større havdybder, størrelsesorden 20-50 meter [40]. Figur 2.2 viser hvordan et fagverksfundament kan se ut.



Figur 2.1: Skisse av et monopelfundament. Figuren er hentet fra masteroppgaven til M. Rastad og S. Føreland [40].

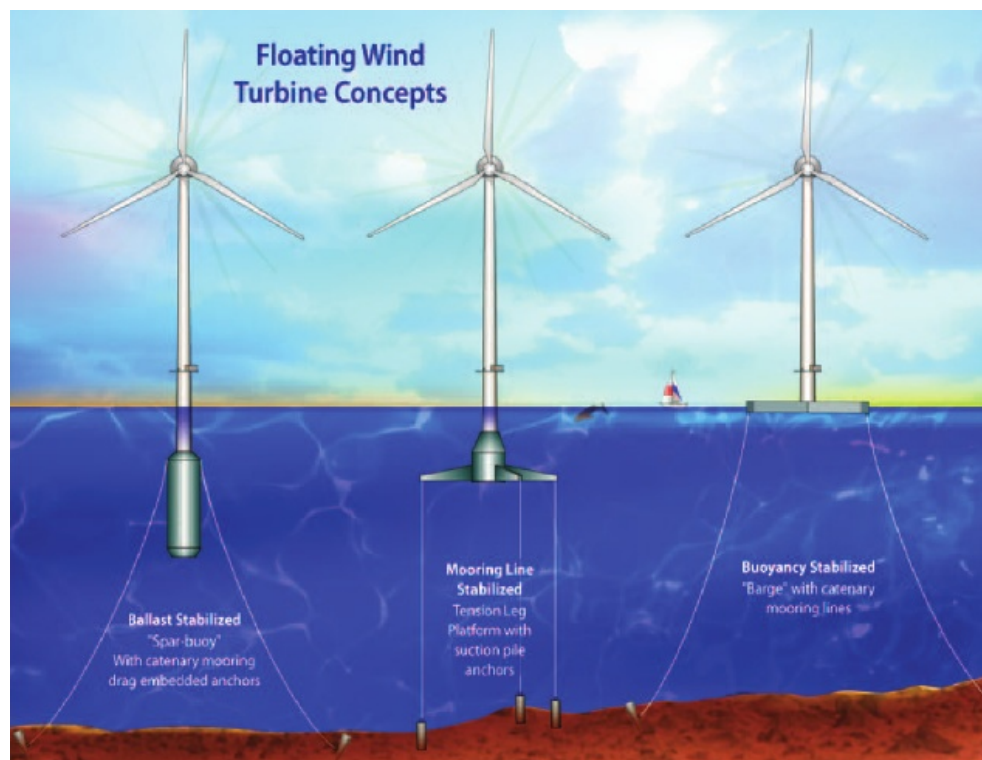


Figur 2.2: Skisse av et fagverksfundament. Figuren er hentet fra masteroppgaven til M. Rastad og S. Føreland [40].

2.2.2 Flytende fundamenter

Flytende vindturbiner er, som uttrykket tilsier, vindturbiner som flyter. Disse vindturbinene har ikke noe fundament i tradisjonell forstand, men står oppå et oppdriftselement/-fundament som flyter. For å holde elementet på plass er det festet til havbunnen med forankringskabler (gjerne kjetting eller wire). I figur 2.3 er det vist noen eksempler på hvordan en flytende vindturbin kan se ut. Disse er basert på forskjellige filosofier og vil derfor ha ulik oppførsel. Det midterste alternativet gir minst bevegelser i vindturbinen, men vil også gi store krefter i forankringskablene.

Flytende vindturbiner er normalt mye dyrere enn bunnfaste vindturbiner. Når havdybden øker vil også kostnadene med fundamentet til bunnfaste vindturbiner øke. For flytende vindturbiner vil ikke fundamenteringskostnedene øke like mye med økende havdybder, og de vil derfor før eller siden bli økonomisk lønnsomme sammenlignet med bunnfaste vindturbiner. Det kan også være tekniske utfordringer som tilsier at flytende vindturbiner er å foretrekke.



Figur 2.3: Eksempler på flytende vindturbiner. Figuren er hentet fra Wind Power Today [4].

Kjedelinjefortøyd rundholt

Hywindprosjektet til Statoil er et eksempel på en vindturbin med fundament av type kjedelinjefortøyd rundholt (CMS - catenary moored spar), se figur 2.4. Her er det et sylinderformet oppdriftselement som sørger for at vindturbinen flyter. For å unngå at vindturbinen velter, må det være en vekt i bunnen av sylinderen. Denne vekten vil bidra med et stabiliseringsmoment når konstruksjonen begynner å rotere, og er nødvendig for å oppnå momentlikevekt i oppreist posisjon. Rundholtbøyen er festet til havbunnen ved hjelp av tre kabler. For å hindre unødvendige rykk i kablene, som følge av at vindturbinen dupper i vannet, er det festet tunge lodd på midten av hver kabel. Loddene trekker vindturbinen nedover og fører dermed til at det hele tiden er et strekk i kablene. Ettersom kablene aldri blir avlastet blir det heller ikke store rykk i kablene når bølgene prøver å løfte vindturbinen.



Figur 2.4: Illustrasjon av Hywind-vindturbinen. Figuren er hentet fra en hywindpresentasjon [2].

Strekstagrundholt

I likhet med CMS-designet har vindturbinen med fundament av typen strekkstagrundholt (TLS - tension leg spar) et sylindrisk oppdriftselement som holder den flytende, men på grunn av forankringen til TLS-turbinen er det ikke nødvendig med vekter i underkant av oppdriftselementet. For TLS-konseptet er

stabiliteten ivaretatt ved at forankringen hindrer rotasjon om horisontalplanet. Forankringen består av én wire, eller kjetting, som holder vindturbinen på plass. Også her er det nødvendig å forhindre at det oppstår voldsomme rykk når bølgene hever og senker vindturbinen. Og igjen oppnås dette ved å sørge for at det er et konstant strekk i forankringen. I motsetning til CMS-løsningen med lodd, har TLS-løsningen en forankringskabel som er kort nok til at den ikke blir avlastet i bølgedalene. Figur 2.5 viser Sway-turbinen, som er en flytende vindturbin med TLS-forankring.



Figur 2.5: Illustrasjon av Sway-vindturbinen. Figuren er hentet fra masteroppgaven til M. Rastad og S. Føreland [40].

2.3 Tårn

Mellom fundamentet og tårnet er det ofte et overføringsstykke. Denne delen er ment å rette opp eventuell skjevstilling i fundamentet. I tillegg kan den utformes slik at den forenkler montering av tårnet.

Nå til dags er normen at tårnet på en vindturbin har et tynnvegget sylinderprofil laget i stål. Denne geometrien gir tårnet god motstand mot torsjonsmomentet som oppstår når rotoraksen ikke er parallell med vindretningen, forklart i avsnitt 4.6.2. Knekning derimot kan bli et problem, ettersom tårnet er en veldig slank konstruksjonsdel.

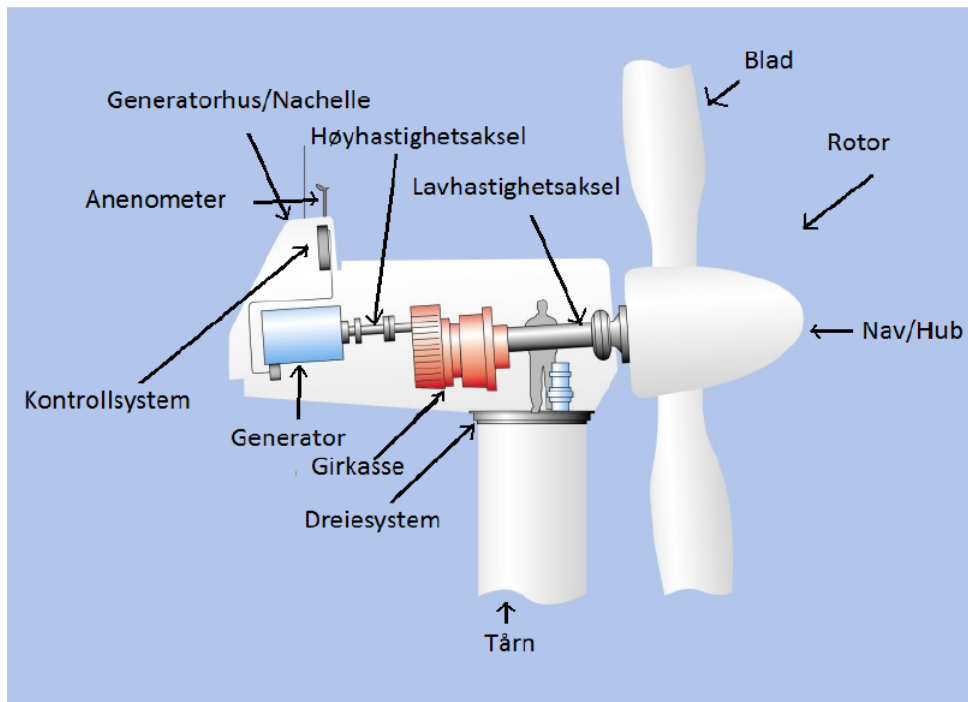
Tårnet har en stige, enten innvendig eller utvendig, som gir personell tilgang til

generatorhuset slik at det kan utføres nødvendig reparasjon eventuelt utskifting av slitte deler.

Mellom tårnet og generatorhuset er det et dreiesystem, som har til hensikt å dreie generatorhuset. Dette er nødvendig for at vindturbinen skal kunne virke ved alle vindretninger. I tillegg gjør dreiesystemet det mulig å dreie rotorskiven «ut av vinden», slik at rotorskiven er parallell med vindretningen, dersom dette er ønskelig.

2.4 Generatorhuset

Generatorhuset er den boksen som beskytter generatoren mot vær og vind. Normalt er den plassert i toppen av vindturbinen, men kan også være plassert på bakken. For offshore vindturbiner vil det by på visse utfordringer dersom generatorhuset plasseres på havbunnen. Det er derfor gjerne kun for landbaserte vindturbiner at annen plassering av generatorhuset forekommer.



Figur 2.6: Illustrasjon av komponentene i et generatorhus. Figuren er hentet fra masteroppgaven til M. Rastad og S. Føreland [40].

Eksempel på typisk innhold i et generatorhus er vist i figur 2.6. Her kan vi se at generatorhuset blant annet inneholder girkasse, generator, kontrollsystem

og anemometer. Anemometeret måler vindhastigheten og sender informasjonen videre til kontrollsystemet. Kontrollsystemet skal sørge for at rotoren stanser når videre drift vil føre til skade på vindturbinen. Girkassen har som funksjon å gjøre om lavhastighetsrotasjon med høyt dreiemoment fra rotoren til høyhastighetsrotasjon med lavt dreiemoment, slik at generatoren kan virke under ønskede forhold. Girkassene har tradisjonelt vært mekaniske, men disse er utsatt for mye slitasje og har ofte vært årsaken til at vindturbiner har stanset og trengt vedlikehold. Dette har vært en medvirkende årsak til forsøk og forskning på magnetiske girkasser. Generatoren omgjør den mekaniske energien fra rotoren om til elektrisk energi. Effekten til en vindturbin kan beregnes etter ligningen

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A U^3. \quad (2.1)$$

Her er ρ luftens massetetthet, C_p er effektkoeffisient, A er sveipearealet til rotoren, og U er vindhastigheten [45]. Effektkoeffisienten representerer vindturbinens totale virkningsgrad, og tar således hensyn til energitap i alle ledd. Årlig energiproduksjon kan finnes ved å kombinere effektkurven med vindfordelingen [45].

$$E = N_0 \int_{V_{star}}^{V_{stop}} P(U) f(U) dU \quad (2.2)$$

Her er E årlig energiproduksjon, N_0 er 8765 (timer pr. år)¹, V_{start} og V_{stop} er vindhastigheten ved henholdsvis oppstart og nedstengning, $P(U)$ er effekten til vindturbinen som funksjon av vindhastigheten, U , og $f(U)$ er vindfordelingen, forklart i avsnitt 3.2.3.

For vindturbiner er det vanlig å operere med begrepene oppstarthastighet, nedstengningshastighet og designhastighet. Oppstarthastigheten er den vindhastigheten der vindturbinen begynner å levere kraft til strømmettet. Tilsvarende er nedstengningshastighet den høyeste hastigheten vinden kan ha før vindturbinen må stanse fordi det blåser for mye. Designhastigheten er vindhastigheten der den tiltenkte kraftproduksjonen oppnåes.

¹Ettersom det ikke er 8760 er det nærliggende å tro at det er tatt hensyn til skuddår

2.5 Rotor

Vindturbiner er utstyrt med en roterende del som kalles rotor. Rotoren omfatter rotorbladene og akslingen mellom girkassen og rotorbladene. Sveipearealet til rotorbladene er i denne oppgaven omtalt som rotorskiven. Senteret i rotorskiven er rotorets nav, og det er her rotorbladene er festet til rotoren. Rotorens rotasjon muliggjør kraftproduksjonen til vindturbinen. Selve rotasjonen er forårsaket av at vinden blaser på rotorbladene som dermed blir dyttet rundt om rotoraksen.

2.5.1 Rotorblader

Hvor mange rotorblader en vindturbin har er delvis et økonomisk spørsmål [21]. Virkningsgraden til en vindturbin øker med økende antall rotorblader, men det gjør også kostnadene. Mens effekten på virkningsgraden ved å gå fra én til to rotorblader er betydelig, er den mindre når antall rotorblader økes fra to til tre, og enda mindre ved økningen fra tre til fire. Generelt vil virkningen av ett ekstra rotorblad bli mindre når antall rotorblader på rotoren øker. Det betyr at det etter hvert ikke lenger er lønnsomt å øke antall rotorblader for dermed å øke virkningsgraden. Det er derfor ikke vanlig at vindturbiner med lav rotasjonshastighet har flere enn tre rotorblader.

Kostnadene på rotorbladene betyr mye for hvor mange rotorblader en vindturbin skal ha, men det er også andre faktorer som er med på å avgjøre antall rotorblader. Som vi skal se i avsnitt 4.6, er noen dynamiske laster avhengig av hvor mange rotorblader vindturbinen har. Disse lastene kan føre til at det er gunstig med et annet antall rotorblader enn det de økonomiske kalkylene skulle tilsi.

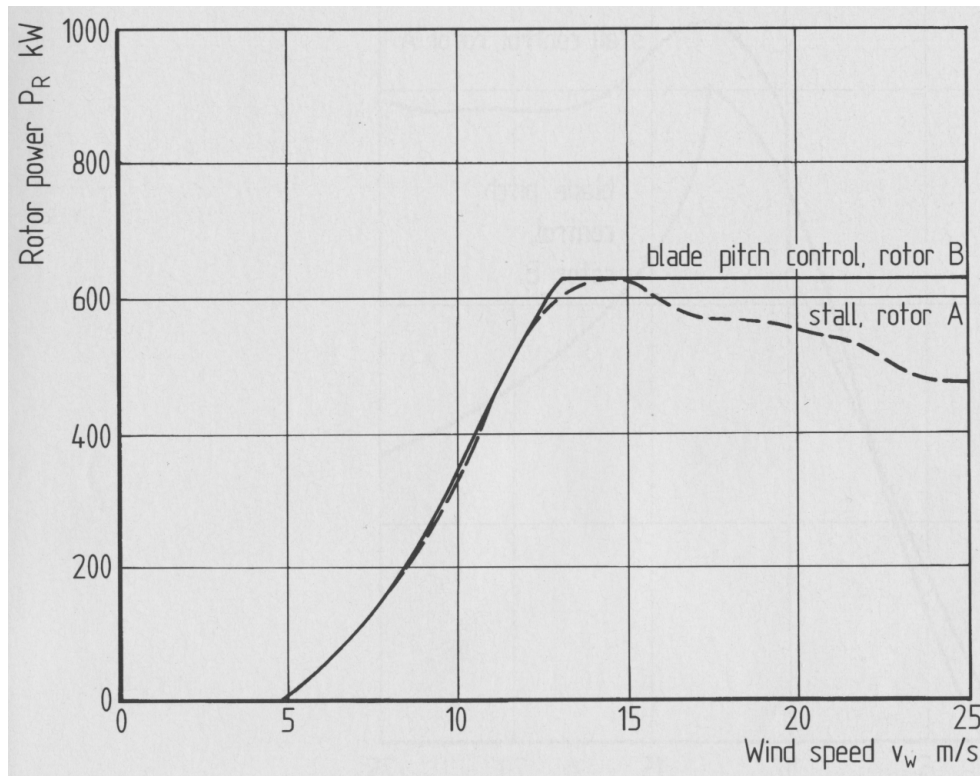
2.5.2 Aerodynamisk hastighetsregulering

Det har vært vanlig at moderne vindturbiner med tre rotorblader opererer med konstant hastighet, altså at rotorens rotasjonshastighet holdes konstant etter at den har nådd en gitt hastighet. Bakgrunnen for dette har blant annet vært et ønske om å begrense sjenerende støy fra vindturbinen samt et behov for å levere strøm med jevn frekvens til strømmettet. For å holde rotasjonshastigheten til rotoren konstant er det nødvendig med en mekanisme som hindrer at rotoren får for stor rotasjonshastighet etter hvert som vindhastigheten øker. Tradisjo-

nelt har dette vært gjort ved såkalt passiv stall. Dette er en styringsteknikk der rotorbladene ikke kan rotere om egen lengdeakse, og de er utformet slik at det blir et separert strømningsregime over rotorbladene som fører til at løftekreftene (se avsnitt 4.2) faller markant når vindhastigheten overskrider en gitt hastighet. Resultatet blir da at de aerodynamiske forholdene rundt rotorbladene blir så ugunstige at den økte vindhastigheten ikke fører til en økning i rotorens rotasjonshastighet. Dette er en enkel og robust form for hastighetsregulering der det ikke er behov for et avansert kontrollsystem, men det er ikke uten ulemper. Vindturbinen vil bli utsatt for store krefter så det er nødvendig med høy styrke og stivhet for å motstå de aerodynamiske kreftene, hvilket vanskelig lar seg kombinere med ønske om en lett konstruksjon [21]. I tillegg kan oppstartsfasen bli problematisk, ettersom det ikke er mulig å dreie rotorbladene for å få optimal angrepvinkel på rotorbladene ved oppstart. Rotorbladene bør derfor være utformet slik at de har et stort dreiemoment for de lave vindhastighetene ved oppstart.

Problemene med passiv stall har vist seg å være betydelige for vindturbiner i størrelsesorden megawatt [21]. I tilfeller der vindhastigheten ble så høy at vindturbinen måtte stenges ned, ble vindlasten på rotorbladene større for vindturbiner med passiv stall enn for vindturbiner med stamp-kontroll. Ved aerodynamisk nedbremsing av rotoren var den justerbare tuppen av rotorbladene utsatt for særdeles ugunstige laster. Dessuten viste det seg at det ble vanskeligere å gi en pålitelig beskrivelse av stall-egenskapene etter hvert som dimensjonene på rotorbladene økte.

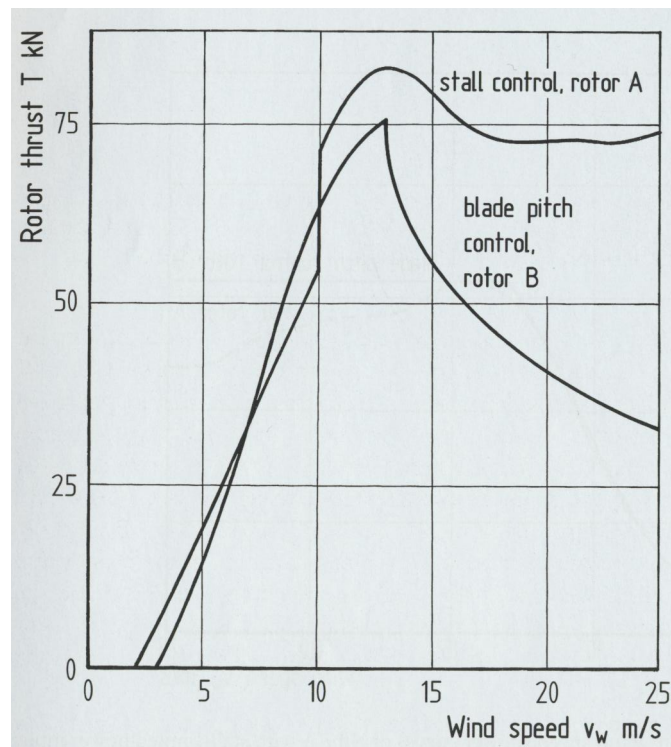
For å løse de ovenfornevnte problemene og samtidig ivareta stall-prinsippet, ble ideen om aktiv stall fremmet. Rotorbladet kan rotere om egen lengdeakse og således justere stamp-vinkelen, som er vinkelen mellom rotorplanet og lengdeaksen i bladtverrsnittet. Dette gjør det mulig å oppnå ønsket stall-effekt ved varierende vindhastighet. Selv om dette løser noe av problemene med stall-konseptet, er det fortsatt noe som gjenstår. Også for aktiv stall er det viktig med en pålitelig beskrivelse av stall-egenskapene, men det forblir vanskelig å beskrive dem. Stall-egenskapene til rotorbladene vil være påvirket av luftens massetetthet, og med tanke på at det gjerne er en sesongmessig variasjon i luftens massetetthet, betyr det tapte inntekter for kraftprodusenten dersom stamp-vinkelen er konstant [21]. Med justeringsmuligheten som aktiv stall gir, er det dermed mulig å ta hensyn til variasjon i luftens massetetthet og dermed øke energiproduksjonen. Dette vil gi økt inntekt til kraftprodusent, men det vil bli et mer komplisert system som også kan komme til å koste mer.



Figur 2.7: Kraftuttak plottet som funksjon av vindhastighet. Rotor A er stall-regulert, mens rotor B er stamp-regulert. Bildet er hentet fra Wind Turbine [21].

For store vindturbiner er det i all hovedsak stamp-regulering som brukes. Dette prinsippet er i likhet med aktiv stall basert på at rotorbladet roterer om egen lengdeakse, men i motsatt retning. Stamp-regulering går ut på å redusere angrepsvinkelen og på den måten redusere løftekraften. Ettersom løftekraften er den kraften som driver rotoren rundt betyr det at rotasjonshastigheten ikke øker selv om vindhastigheten øker.

I figur 2.7 er kraftuttak plottet som funksjon av vindhastighet for to vindturbiner. Den ene er stamp-regulert mens den andre er basert på aktiv stall. Utenom det er de like. De to kurvene viser at den stamp-regulerte vindturbinen, rotor B, har en jevn kraftproduksjon i området mellom design- og nedstengningshastigheten. Den stall-regulerte vindturbinen har derimot et fall i kraftproduksjonen etter at vindhastigheten passerer designhastigheten til rotoren. Ved å i tillegg se på figur 2.8 er det klart at stamp-regulering er det beste reguleringsystemet. Her fremkommer det at stamp-regulerte rotor er utsatt for betydelig mindre skyvkraft, altså vindlast normalt på rotorskiven, enn det stall-regulerte rotor er.



Figur 2.8: Skyvkraft plottet som funksjon av vindhastighet. Rotor A er stall-regulert, mens rotor B er stamp-regulert. Bildet er hentet fra Wind Turbine [21].

2.5.3 Bremsesystem

Rotoren er normalt utstyrt med to bremsesystemer: én mekanisk, og én aerodynamisk. Den mekaniske bremsen skal holde rotoren i ro, når vindturbinen er satt ut av drift. I tillegg skal den mekaniske bremsen kunne stoppe rotoren i nødstilfeller. Den aerodynamiske bremsen er den som normalt skal stoppe rotoren. Dette oppnås ved at hele eller deler² av rotorbladet dreies slik at den aerodynamiske drivkraften reduseres, mens den aerodynamiske motstanden økes.

²For vindturbiner med passiv stall er det normalt en bevegelig del i tuppen av rotorbladene som aktiveres når rotasjonshastigheten blir for høy [21].

Kapittel 3

Miljømessige forhold

3.1 Innledning

De ytre kreftene på en vindturbin bestemmes av de miljømessige forholdene. Det er derfor nyttig å vite litt om hvordan vind og bølger oppfører seg og hvordan denne oppførselen kan beskrives, slik at det er mulig å lage en modell som gir en god beskrivelse av de faktiske forholdene vindturbinen vil bli utsatt for. I dette kapittelet vil det derfor være en beskrivelse av de miljømessige forholdene og hvordan disse kan simuleres der det ikke er tilgjengelig værdata.

3.2 Vind

Før vi kan si noe vesentlig om vindlastene en vindturbin vil bli utsatt for, må vi vite noe om vindforholdene der vindturbinen skal stå. Ved normale vindforhold er vi interessert i vindhastigheten, turbulensintensiteten og standardavviket til vindhastigheten. Avhengig av hva vi ønsker å studere, og hvilken modell vi bruker, kan vindskjær også være interessant. Vindskjær er friksjonen eller skjærkraften som eksisterer mellom to vindlag som ligger inntil hverandre.

Det finnes en alternativ måte å betrakte vindkrefter på. Istedenfor å bruke vindhastigheten som en parameter, har det blitt foreslått å bruke hastighetstrykk [17]. Vi vil ikke komme inn på denne alternative betraktningsmetoden i denne masteroppgaven, men det kan være nyttig å være klar over den.

3.2.1 Vindforhold

Blant ingeniører er det vanlig å beskrive vindhastigheten som en stasjonær, stokastisk prosess. Antagelsen om at vindhastigheten er stasjonær er ikke helt riktig, men den gjør beregningene betraktelig enklere. Siden antagelsen gir gode resultater kan feilen ansees å være neglisjerbar [17]. Dette innebærer at vi kan si at gjennomsnittlig vindhastighet er konstant over en kort tidsperiode. Eurokode 1 opererer med en tidsperiode på 10 minutter, mens enkelte andre standarder bruker én time.

Turbulens er i hovedsak forårsaket av to forhold: friksjon med jordens overflate, herunder forstyrrelse av vindstrøm på grunn av topografi, og termiske effekter som fører til en oppadgående vindstrøm. Den oppadgående vindstrømmen vil ha en annen temperatur enn omgivelsene. De to årsakene til turbulens vil ofte være avhengig av hverandre [8].

Vi kan si at naturlig vind alltid vil være turbulent [17]. Vindstrømmen er med andre ord kaotisk. Dette kommer til uttrykk i form av at vindhastigheten får tilfeldige variasjoner i både tid og rom. Når denne variasjonen bare varer i noen få sekunder kalles den gjerne for vindkast. Antagelsen om at vindhastigheten er stasjonær gjør at vi kan bruke superposisjonsprinsippet. Vi betrakter da vindhastigheten og turbulensen som to uavhengige størrelser.

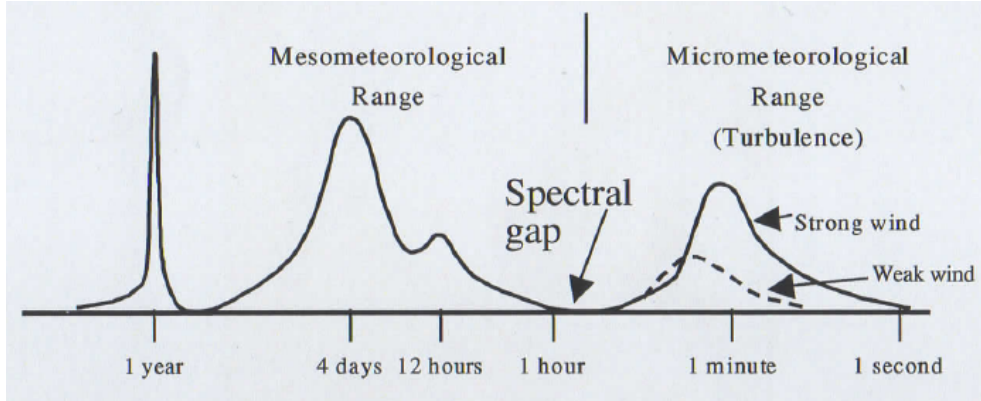
I figur 3.1 kan vi se hvordan variasjonen i vinden forholder seg. Høyre side av figuren viser korttidsvariasjon, og kalles gjerne turbulens, mens venstre side viser langtidsvariasjon. Som vist i figuren så kalles punktet rundt én time «spektralgapet». Spektralgapet indikerer skillet mellom hurtige forandringer og forandringer som skjer over tid. En konsekvens av spektralgapet er at det vil være liten variasjon i en vindhastighet basert på en 10-minuttersperiode og en vindhastighet basert på en 1-timesperiode [17].

For å beskrive et tredimensjonalt strømningsbilde trengs det tre komponenter, som virker i hver sin retning. Vinden vil ha en hovedretning og en fluktasjon i alle retninger [17]. Dette betyr at vinden kan beskrives som:

$$U(x, y, z, t) = \bar{U}(z) + u(x, y, z, t) \quad (3.1)$$

$$V(x, y, z, t) = v(x, y, z, t) \quad (3.2)$$

$$W(x, y, z, t) = w(x, y, z, t) \quad (3.3)$$



Figur 3.1: Vindhastighetsspektrum hentet fra Offshore Wind Power [44].

Her er $u(x, y, z, t)$, $v(x, y, z, t)$ og $w(x, y, z, t)$ fluktasjonen i vindfeltet, og virker i henholdsvis lengde-, sideveis- og vertikalretning. Fluktasjonen kan betraktes som stokastisk, og med en middelerdi lik null. For et kort tidsintervall vil den gjennomsnittlige vindhastigheten, $U(z)$, i motsetning til de andre parametrene, kun avhenge av høyden, z . Siden gjennomsnittlig vindhastighet, $U(z)$, og turbulenskomponenten i lengderetningen, $u(x, y, z, t)$, er de eneste som gir bidrag i vindretningen, er de ofte de mest interessante komponentene i vindfeltet [17].

For å beskrive hvordan turbulensen på et gitt sted er, brukes gjerne størrelsen turbulensintensitet. Turbulensintensitet sier ikke noe om hvordan turbulensen oppfører seg, men det er et mål på hvor turbulent vindstrømmen er. Turbulensintensiteten er definert som

$$I(z) = \frac{\sigma(z)}{U(z)}, \quad (3.4)$$

der $I(z)$ er turbulensintensitet i høyde z , $\sigma(z)$ er standardavviket til turbulenskomponenten og $U(z)$ er gjennomsnittlig vindhastighet i høyde z [17]. Av ligning (3.4) ser vi at det gjerne er ved lave vindhastigheter at turbulensintensiteten er høy. Et typisk nivå for turbulensintensitet er fra 0,1 til 0,4 [25]. For flatt terreng kan turbulensintensiteten tilnærmes ved

$$I(z) = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}, \quad (3.5)$$

der z_0 er ruhetslengde [17].

3.2.2 Vindspekter

For å beskrive kortvarig variasjon i vindforholdene kan vi bruke kraftspektral-tettheten til vindhastigheten, også kalt vindspekter og turbulensspekter. Som tidligere nevnt, er det en del variasjoner i vinden, og disse variasjonene kan sees på som en sammensetning av mange sinusformede svingninger som er superpo-nert. I tillegg til denne fluktueringen har vi grunnstrømmen eller den gjennom-snittlige vindhastigheten. De sinusformede svingningskomponentene har for-skjellig fase, frekvens og amplitude [25]. Ofte er vindspektrene omtalt som ensi-dige vindspektre. Dette er et resultat av at turbulenskomponentene kvadreres, og at det dermed kun er positive bidrag til vindspekteret.

Vindspekter gjør at vi kan se hvilket frekvensintervall som har størst energi. Dersom vi har egenfrekvensen til vindturbinen kan vi ved hjelp av vindspekteret undersøke om det er fare for resonans.

For at et vindspekter skal være anvendelig, må det oppfylle Kolmogorovs lov, hvilket betyr at for høyere frekvenser må spekteret nærme seg en asymptotisk grense proporsjonal med $n^{-5/3}$, der n er frekvensen [8]. Det finnes ikke noe til-svarende krav til lave frekvenser.

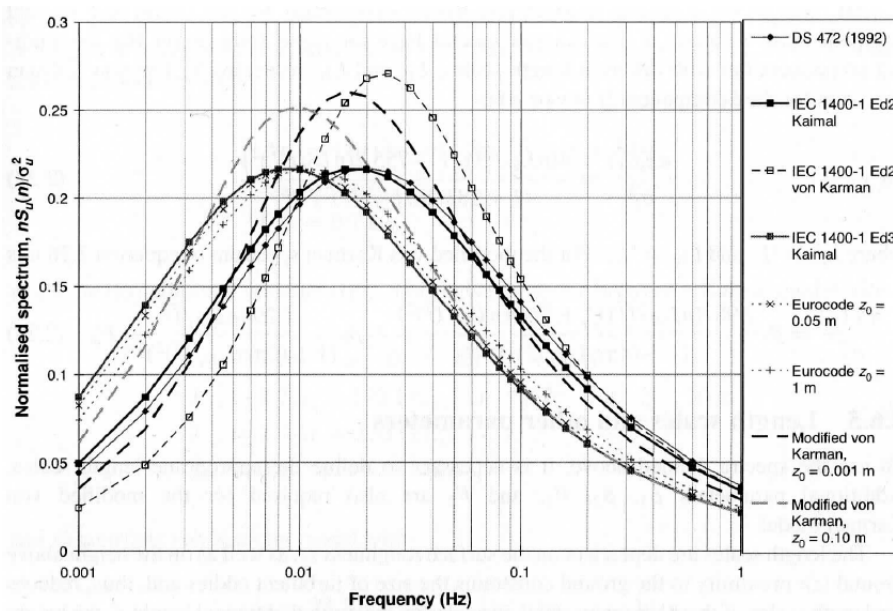
To vindspektre som er mye brukt, er Kaimalspekter og von Karmanspekter. Disse har litt forskjellige konstanter i de ulike kildene.

$$\text{Kaimalspekter: } \frac{nS_u(n)}{\sigma_u^2} = \frac{4nL_{1u}/\bar{U}}{(1 + 6nL_{1u}/\bar{U})^{5/3}} \quad (3.6)$$

$$\text{Karmanspekter: } \frac{nS_u(n)}{\sigma_u^2} = \frac{4nL_{2u}/\bar{U}}{\left(1 + 70,8 (nL_{2u}/\bar{U})^2\right)^{5/3}} \quad (3.7)$$

Her er $S_u(n)$ autospektraltetthetsfunksjonen til lengderetningskomponenten til turbulensen, σ_u er standardavviket til vindhastighetens lengderetningskompo-nent, n er frekvensen, \bar{U} er 10-minutters gjennomsnittlig vindhastighet, L_{1u} og L_{2u} er skaleringslengder, og er avhengig av overflateruheten samt høyden over bakken. Skaleringslengden har høy verdi for store høyder og lav verdi for små høyder [8]. Figur 3.2 viser en sammenligning av Kaimalspekteret og von Kar-manspekteret med forskjellige konstanter.

Som vi kan se blir avviket mellom spektrene mindre for høyere frekvenser. Dette



Figur 3.2: Plot av Kaimalspekteret og von Karmanspekteret ved ulike konstanter. Sammenligningen er foretatt ved en vindhastighet på 12 m/s. Bildet er hentet fra Wind Energy: Handbook [8]

er noe vi kan forvente for vindspekter som følger Kolmogorovs lov. Ved å se på denne sammenligningen er det nærliggende å tro at resultatet vil være avhengig av hvilket spekter som brukes. De forskjellige spektrene har sine bruksområder, men siden de i utgangspunktet er beregnet for konstruksjoner på land, er de ikke ideelle for vindturbiner til havs. Eurokode 1 har tatt utgangspunkt i Kaimalspekteret, og med modifisering som er gjort i Eurokoden, gir spekteret en tilstrekkelig god beskrivelse av turbulensen i frekvensintervallet som er interessant for de fleste konstruksjoner. For fleksible konstruksjoner til havs, med veldig lav egenfrekvens, er dette vindspekteret derimot ikke å anbefale [17]. Det Norske Veritas (DNV) har laget en anbefaling [16] for beregning av naturlaster hvor de nevner tre andre spektrere som er mer egnet for vindturbiner plassert utenskjærs.

3.2.3 Statistisk fordeling av vind

Vindhastigheten er en av de viktigste parametrene å ta hensyn til ved prosjektering av en vindturbin. Dessverre er det slik at vinden er for irregulær til at den kan beskrives ved hjelp av en deterministisk modell. I stedet er det vanlig å benytte stokastiske modeller, der parametrene er bestemt fra måldata. Weibullfordeling har vist seg å gi en god representasjon av vindhastigheten og er av den

grunn mye brukt. Dersom k -verdien er 2, vil Weibullfordelingen være tilnærmet lik en Rayleighfordeling [17]. Både Weibull- og Rayleighfordeling er sannsynlighetstettheter og representerer den stokastiske sannsynligheten til parametrene. Weibullfordelingen kan uttrykkes som

$$f(\bar{U}) = \frac{k}{a} \left(\frac{\bar{U}}{a} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{\bar{U}}{a} \right)^k}, \quad (3.8)$$

der $f(\bar{U})$ er sannsynligheten for den gjennomsnittlige vindhastigheten \bar{U} (som regel gjennomsnitt over ti minutter, men én time forekommer også), k er formfaktor og a er skaleringsfaktor. En stor k -verdi betyr at det er mer sannsynlig at vindhastigheten ved kurvens toppunkt inntreffer. Det betyr også at de høyere og lavere vindhastighetene har mindre sannsynlighet for å forekomme, hvilket vil si at det er mindre variasjon i vindhastigheten. Det kan her påpekes at Weibullfordelingen er en langtidsfordeling og at vi dermed ikke kan si at turbulensen er mindre, men at langtidsvariasjonene, for eksempel dagsvariasjon eller sesongvariasjon, er mindre.

Dersom vi har måledata å støtte oss på, kan vi finne de verdiene av k og a som gir den beste representasjonen av hva sannsynligheten for en gitt vindhastighet er. Har vi k og a , kan vi regne ut 10-minutters gjennomsnittlig vindhastighet og standardavviket etter formlene [25]:

$$\bar{U} = a \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right), \quad (3.9)$$

$$\sigma_u^2 = \bar{U}^2 \left(\frac{\Gamma(1 + 2/k)}{\Gamma^2(1 + 1/k)} - 1 \right). \quad (3.10)$$

Her er \bar{U} 10-minutters gjennomsnittlig vindhastighet og $\Gamma = \int_0^\infty e^{-t} t^{x-1} dt$ er kalt gammafunksjonen. Alternativet til ligning (3.10) er en empirisk funksjon gitt ved

$$\bar{U} = a \left(0,568 + \frac{0,433}{k} \right)^{\frac{1}{k}}. \quad (3.11)$$

Det kan ofte være ønskelig å kunne si om sannsynligheten for at vindhastigheten er større eller mindre enn en viss størrelse, og det kan da være hensiktsmessig å benytte den kumulative fordelingen, $F(\bar{U})$. Denne funksjonen representerer

sannsynligheten for at gjennomsnittlig vindhastighet er mindre enn eller lik \bar{U} , og den relaterer seg til sannsynlighetstetthetsfunksjonen ved

$$f(\bar{U}) = \frac{dF(\bar{U})}{d\bar{U}}. \quad (3.12)$$

Fra relasjonene i ligning (3.12) får vi at den kumulative Weibullfordelingen er

$$F(\bar{U}) = 1 - e^{-\left(\frac{\bar{U}}{a}\right)^k}. \quad (3.13)$$

Med litt grunnleggende kunnskap om statistikk kan vi regne ut sannsynligheten for at en vindhastighet med x-års returperiode inntreffer. Sannsynligheten for at en 50-års vindhastighet vil inntreffe bli $1/(6 \cdot 8760 \cdot 50) = 3,8 \cdot 10^{-7}$ (1/antall 10-minutters perioder i 50 år, når det ses bort fra skuddår). Setter vi $p(\bar{U}) = 3,8 \cdot 10^{-7}$ inn i ligning (3.13), kan vi enkelt regne ut en 10-minutters gjennomsnittlig vindhastighet med en returperiode på 50 år, såkalt 50-årsvind.

3.2.4 Vindprofil

De som har vært på toppen av et fjell, har kanskje oppdaget at det som regel blåser mer på toppen enn ved foten av fjellet. Dette kan forklares med at det er en viss friksjon mellom bakken/terrenget og vinden. Friksjonen gjør at vinden blir bremsset ned nær bakken. Hvis vi anser vinden som delt i flere horisontale lag, så vil de nederste lagene bli bremsset ned i større grad enn de overliggende lagene. Dersom to lag med forskjellig hastighet ligger inntil hverandre, så vil det være en kraft/friksjon som virker mellom de to lagene. Denne kraften er nødvendig for at det skal være kraftlikevekt i sjiktet mellom lagene. Forklaringen er analogt med laminær væskestrøm i rør.

Den meteorologiske standarden er å måle vinddata i 10-meters høyde, mens for design av vindturbiner er det mer interessant med vinddata i navhøyde. For å ta hensyn til forskjellen i gjennomsnittlig vindhastighet ved 10-meters høyde og navhøyde kan vi bruke et vindprofil. I vindenergistudier er det i hovedsak to modeller som brukes til å beskrive hvordan gjennomsnittlig vindhastighet varierer med høyden [25]. Den ene metoden heter logaritmisk vindprofil og er basert på en kombinasjon av teoretisk og empirisk analyse. Den andre kalles kraftlovprofil, og det er en enkel empirisk modell. Kraftlovprofilen kan uttrykkes som

$$U(z) = U(H) \left(\frac{z}{H} \right)^\alpha, \quad (3.14)$$

der $U(z)$ er vindhastigheten i høyde z , $U(H)$ er vindhastigheten i høyden H , og α er kraftloveksponenten. Eksponenten α kan hentes ut av en tabell (for åpent hav anbefaler DNV å bruke $\alpha=0,12$ [16]). Alternativt finnes det metoder for å estimere α , men da er noe av poenget med å bruke modellen borte, ettersom det ikke lenger er en like enkel modell.

3.3 Bølger og havstrømninger

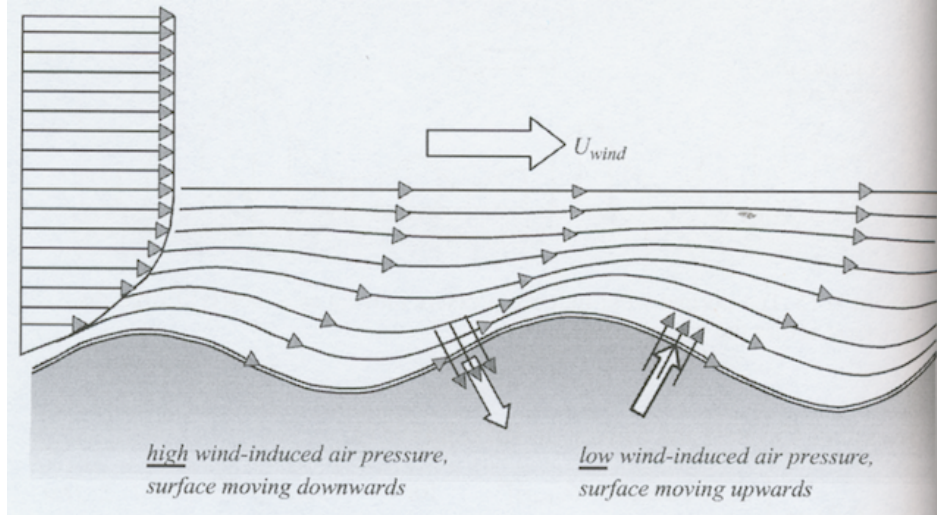
3.3.1 Generell beskrivelse av bølger

Bølgelaster og strømninger til havs kan ha en vesentlig betydning for offshore-konstruksjoners dynamiske respons og levetid. Det er derfor viktig å finne en god beskrivelse for lasten bølger og havstrømninger påfører konstruksjonen. Det finnes flere ulike teorier for bølger og bølgelaster som hver har sine styrker og svakheter avhengig av forhold som vanddybde, bølgehøyde, bølgelengde og bølgeperiode. Den geografiske plasseringen av vindturbinen må derfor tas i betraktning når vi skal finne den mest relevante beregningsmetoden.

Bølger oppstår på grunn av flere forhold. Det kan være forstyrrelser fra havbunnen forårsaket av bevegelser i kontinentalplatene, tidevann som oppstår fra gravitasjonskreftene mellom jorden, solen og månen, og vind som oppstår på grunn av trykkforskjeller i atmosfæren. Den viktigste faktoren, og den som bidrar aller mest til at havbølger oppstår, er vind.

To fluider med ulik tetthet og hastighet, i dette tilfellet luft og vann, vil skape en ustabilitet i grensesnittet hvis forskjellen i tetthet og hastighet er tilstrekkelig [35]. Denne ustabiliteten vil generere små bølger på havoverflaten. Når slike innledende bølger har oppstått, vil de endre luftstrømmen og påføre et vindindusert trykk på lo side av bølgen samt et sug på le side [38]. Dette er vist i figur 3.3 på neste side. Vindtrykket som opptrer på lo side av bølgen vil presse bølgeoverflaten ned, mens på le side vil overflaten bli trukket oppover. På grunn av denne mekanismen vil bølgene ta opp energi fra vinden, og de vil føres fremover i vindretningen. Siden denne mekanismen er avhengig av bølgens amplitude, vil den bli mer effektiv etterhvert som bølgen utvikles, noe som fører til raskere vekst i bølgehøyde og bølgelengde. Denne utviklingen vil, om vinden

blåser i lang nok tid, foregå frem til fullt utviklet bølgetilstand for havet. Det vil si når vinden ikke får overført mer energi til bølgene [23].



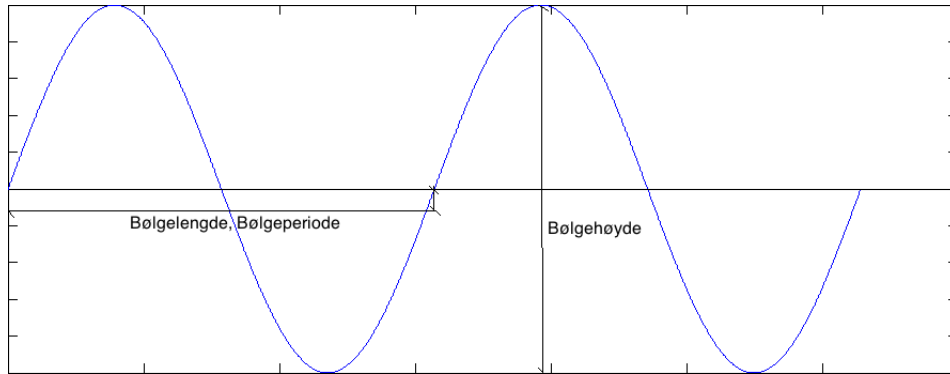
Figur 3.3: Illustrasjon som viser trykk- og sugkrefter i grensesnittet mellom vind og bølger. Hentet fra *Waves in oceanic and coastal waters* [23].

Hvis vi ser på en havoverflate som er påvirket av vind, er det lett å observere at bølgene har en stokastisk oppførsel der bølgenes høyde, lengde, periode og retning varierer. Det er med andre ord vanskelig å forutsi nøyaktig hvordan bølgene vil oppføre seg i nær fremtid. En forenklet metode er å beskrive bølgebevegelsen med en deterministisk oppførsel. Dette kan gjøres ved å se på en serie med bølger i et todimensjonalt plan der overflateamplituden, η , registreres i ett punkt over et gitt tidsintervall. Det vil da være mulig å observere overflateamplituden og beregne bølgenes bølgelengde og bølgeperiode. Bølgebevegelsen kan også beskrives som en sum av mange harmoniske bølgekomponenter i en Fourierrekke,

$$\eta(t) = \sum_{i=1}^N a_i \cos(2\pi f_i t + \alpha_i) , \quad (3.15)$$

der N er antall harmoniske bølgekomponenter, a_i og α_i er henholdsvis amplituden og fasevinkelen til bølgekomponent i , og f_i er frekvensen til bølgekomponent i . De mest interessante parametrene å registrere når vi ser på havtilstanden, er bølgehøyde, bølgeperiode og bølgelengde. Bølgehøyden, H , er definert som den vertikale avstanden mellom topp og etterfølgende bunn i en bølgebevegelse. Bølgelengden, λ , er den horisontale avstanden mellom to etterfølgende og oppadgående bølgeoverflater som krysser stillevannssnivået. Bølgeperioden, T ,

er tiden det tar for en hel bølgelengde å passere et gitt punkt [15]. Dette er illustrert i figur 3.4.



Figur 3.4: Illustrasjon som viser definisjonene av bølgehøyde, bølgelengde og bølgeperiode.

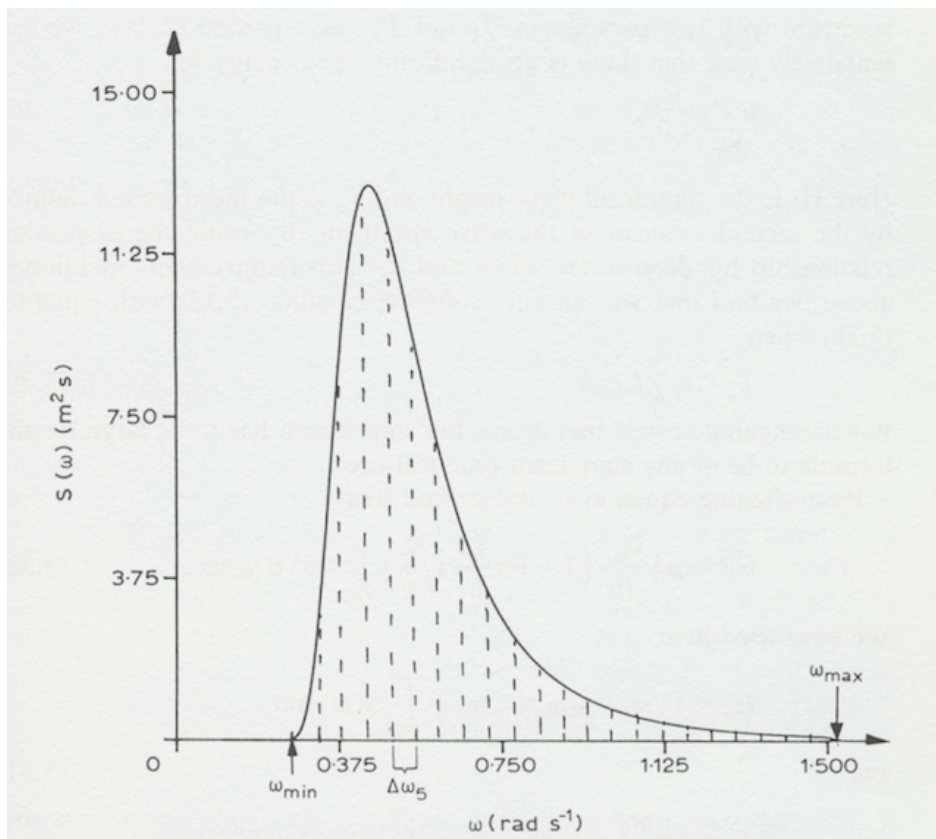
Disse bølgeparametrene sier kun noe om hver enkelt bølges karakteristik og ikke om karakteristikken av en serie med bølger over et tidsintervall. En vanlig fremstilling for å beskrive havtilstanden over en tidsperiode er å bruke signifikant bølgehøyde, H_s . Den tradisjonelle definisjonen av signifikant bølgehøyde, som viser seg å passe godt overens med visuelt inntrykk av bølgehøyden, er gjennomsnittsverdien av den høyeste tredjedelen av individuelle bølgehøyder i et tidsintervall [8]:

$$H_s = H_{1/3} = \frac{1}{N/3} \sum_{j=1}^{N/3} H_j. \quad (3.16)$$

Her er N er antall bølgehøyder registrert i tidsintervallet, og j er rangeringen av registrerte bølgehøyder fra størst til minst. Det vil si $j=1$ er største, $j=2$ er nest største og så videre. En deterministisk beskrivelse av bølgebevegelser er ifølge DNVs anbefalinger tilstrekkelig for en konstruksjon med kvasi-statisk respons [16]. Kvasi-statisk respons skjer når konstruksjonen som påføres en dynamisk last er så stiv at den resulterende forskyvningen er veldig saktegående, nesten statisk. Konstruksjoner med kvasi-statisk respons kan for eksempel være store oljeplattformer som naturlig er mer massive enn en offshore vindturbin. På grunn av vindturbinens slanke design kan den ha en betydelig dynamisk respons, og deterministisk bølgebeskrivelse vil ikke være god nok.

3.3.2 Bølgespekter

For å beskrive havets stokastiske oppførsel er spektralberegning en godt egnet og mye brukt metode. Bølgespektralet viser mengden av bølgeenergi som opptrer ved ulike frekvenser. Dette er en god metode å bruke hvis vi trenger å finne ut om hvor frekvensene til bølgene ligger i forhold til konstruksjonens naturlige vinkelfrekvenser. Når vi plotter et bølgespekter vil vi se den spektrale energitettheten av forskyvningen av havoverflaten i vertikal retning mot frekvensen til bølgene. Vi kan da raskt se hvilke frekvenser som innehar størst bølgeenergi og hvordan fordelingen av energi er i frekvensplan. Et eksempel på et bølgespekter er illustrert i figur 3.5.



Figur 3.5: Bølgespekter som viser energitettheten til de ulike bølgers frekvenser. Hentet fra Sea loads on ships and offshore structures [19].

Det er flere spektralparametre som kan relateres direkte til den deterministiske beskrivelsen, forklart i avsnitt 3.3.1. Nøkkelen til å beregne disse parametrene ligger i de spektrale momentetene, m_n :

$$m_n = \int_0^\infty f^n S(f) df , \quad (3.17)$$

der $S(f)$ er spektraltettheten, f er bølgefrequensen målt i Hz, og n er momentets orden. Ved hjelp av de ulike spektralmomentene kan en beregne mange parametre fra tidsserie representasjonen, for eksempel signifikant bølgehøyde og bølgeperiode [16]. Hvis vi vil beskrive spektralmomentet som en funksjon av vinkelfrekvensen, ω , vil ligningen bli [16]:

$$M_n = \int_0^\infty \omega^n S(\omega) d\omega = (2\pi)^n m_n . \quad (3.18)$$

Et viktig spektralmoment er det 0-ordens momentet som tilsvarer arealet under bølgespekterkurven. Den signifikante bølgehøyden, H_s , kan finnes ved å multiplisere kvadratroten av m_0 med 4,0 [16],

$$H_s = H_{m0} = 4\sqrt{m_0} . \quad (3.19)$$

En forutsetning for å bruke ligning (3.19) er at fordelingskurven til spektralenergitettheten er tilstrekkelig smal [43], det vil si at den følger en Rayleighfordelt sannsynlighetskurve. Vi kan også finne bølgeperioden, T , ved hjelp av spektralmomentene m_0 og m_2 [16],

$$T = T_{m02} = \sqrt{\frac{m_0}{m_2}} . \quad (3.20)$$

Ligning (3.20) forutsetter at bølgeperioden defineres slik det er gjort i avsnitt 3.3.1. Det finnes flere ulike beregningsmetoder for å finne bølgespekteret. I denne oppgaven gjennomgås to metoder som er mye brukt.

Pierson-Moskowitz-spekter

Pierson-Moskowitz-spekteret (PM-spekteret) er en av de enkleste beskrivelsene av bølgeenergienes fordeling over frekvensområdet. PM-spekteret forutsetter at det, i det aktuelle området, er en vedvarende stabil vind som har foregått over et stort område, og ved stor havdybde. Dette vil føre til at bølgene oppnår likevekt med vinden. På grunn av denne forutsetningen vil PM-spekteret kun fungere

for beregninger av fullt utviklet bølgetilstand. PM-spekteret kan uttrykkes som [16] :

$$S_{PM}(\omega) = \frac{5}{16} \cdot H_s^2 \omega_p^4 \cdot \omega^{-5} \exp\left(-\frac{5}{4} \left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)^{-4}\right) . \quad (3.21)$$

Her er ω vinkelfrekvensen, ω_p er vinkelfrekvensen til spektraltoppen og H_s er signifikant bølgehøyde. Vinkelfrekvensen til spektraltoppen, ω_p , kan relateres til en tilhørende bølgeperiode, T_p , ved

$$\omega_p = \frac{2\pi}{T_p} . \quad (3.22)$$

JONSWAP-spekter

JONSWAP-spekteret, JOint North Sea Wave Project, er en modifisering av PM-spekteret. Den tar utgangspunkt i samme ligning som PM-spekteret, gitt i ligning (3.21), men legger til en formparameter for spektraltoppen. Dette gjør at spekteret kan representere havtilstander under utvikling [16]. JONSWAP-spekteret er gitt ved

$$S_J(\omega) = A_\gamma \cdot S_{PM}(\omega) \cdot \gamma^{\exp\left(-0,5\left(\frac{\omega-\omega_p}{\sigma\omega_p}\right)^2\right)} , \quad (3.23)$$

hvor $S_{PM}(\omega)$ er Pierson-Moskowitz-spekteret, γ er en dimensjonsløs formparameter for spektraltoppen, σ er en spektral breddeparameter, og A_γ er en normaliseringsfaktor. Normaliseringsfaktoren, A_γ , er en faktor som sikrer at arealet under JONSWAP-spekteret er det samme som arealet under PM-spekteret [8]. Denne faktoren er i DNVs anbefalinger [16] gitt som $A_\gamma = 1 - 0,287 \ln(\gamma)$. Den spektrale breddeparameteren, σ , forteller noe om hvordan fordelingen er over frekvensområdet, og den er inndelt som følger [16]

$$\sigma = \sigma_a \text{ for } \omega \leq \omega_p$$

$$\sigma = \sigma_b \text{ for } \omega > \omega_p$$

Middelverdier av de ulike parametrene for JONSWAP er funnet ved eksperimenter og er gitt som $\gamma = 3,3$, $\sigma_a = 0,07$ og $\sigma_b = 0,09$ i DNV-RP-C205 [16].

Hvis γ settes lik 1, vil JONSWAP-spekteret bli det samme som PM-spekteret. JONSWAP-spekteret er antatt å være en god modell under forutsetning at $3,6 < T_p/\sqrt{H_s} < 5$ [16]. Det antas at JONSWAP-spekteret blir unøyaktig hvis bølgene er høye i forhold til bølgeperioden, det vil si at bølgene kan bryte, eller hvis bølgeperioden er stor i forhold til bølgehøyden. Spekteret bør derfor ikke brukes utenfor dette området.

Disse to spektrale metodene tar kun hensyn til vindinduserte bølger, og ikke til bølgedønninger. Bølgedønninger er bølger med stor bølgelengde og -periode som oppstår utenfor det lokale værområdet, og er ikke satt i gang av den lokale vinden. Hvis det er ønskelig å ta med bidrag fra bølgedønninger kan blant annet Ochi-Hubble-spekteret eller Torsethaugens to-toppet spekter anvendes [16]. Spekteret fra bølgedønninger vil da bli lagt til som et eget ledd i det totale spekteret:

$$S(\omega) = S_{wind\ sea}(\omega) + S_{swell}(\omega) \quad (3.24)$$

3.3.3 Statistisk fordeling av bølger

Innledning

En annen metode for å kunne beskrive den stokastiske oppførselen til havet, og å fange opp sesongvariasjoner i bølgebildet er å se på sannsynligheten for ulike bølgehøyder ved registreringsområdet. Bølgedata som har blitt registrert over flere år ved et område er å foretrekke fremfor en kortvarig serie med bølgedata. Den lokale vær-situasjonen ved vindturbinen er den viktigste faktoren for å få en korrekt analyse, og hvis det ikke finnes langvarig bølgedata i vindturbinens område kan kortvarig bølgedata brukes. De viktigste parametrene i statistisk fordeling av bølger er signifikant bølgehøyde, H_{m0} , og spektraltoppens periode, T_p [23].

Kortvarig bølgestatistikk

En kortvarig bølgestatistikk er en registrering av havtilstanden, og registreringen foregår i et relativt kort tidsintervall. Tidsintervallet for å kunne registrere havtilstanden varierer, men ligger som regel mellom 20 minutter og opp til 3-6 timer [16]. Det er vanlig å se på havtilstanden som stasjonær mellom disse

intervallene. Det vil si at i en stokastisk prosess vil den statistiske fordelingen av bølgeparametre ikke endres i det gitte tidsintervall. Longuet-Higgins demonstrerte at bølgehøydene kan beskrives som Rayleighfordelt under forutsetning av at bølgespekteret består av et smalt frekvensområde og at bølgene antas å være en sum av mange harmoniske bølger med lik frekvens men i vilkårlig fase [37]. Rayleighs sannsynlighetstetthetsfunksjon viser de ulike sannsynlighetene for at en bølgehøyde oppstår og er gitt ved

$$p_H(h)_{Rayleigh} = \frac{2h}{H_{rms}^2} \exp \left[- \left(\frac{h}{H_{rms}} \right)^2 \right] , \quad \text{der } h \geq 0 , \quad (3.25)$$

der h er bølgehøyder og H_{rms} er den kvadrerte middelveiden av bølgehøyden. H_{rms} er gitt som [24]

$$H_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{m=1}^N h_m^2} . \quad (3.26)$$

Her er N antall registrerte bølgehøyder, og h_m er middelveiden til bølgehøydene. Bølgehøydene kan også beskrives i en kumulativ sannsynlighetsfunksjon uttrykt ved

$$P_H(h)_{Rayleigh} = 1 - \exp \left[- \left(\frac{h}{H_{rms}} \right)^2 \right] . \quad (3.27)$$

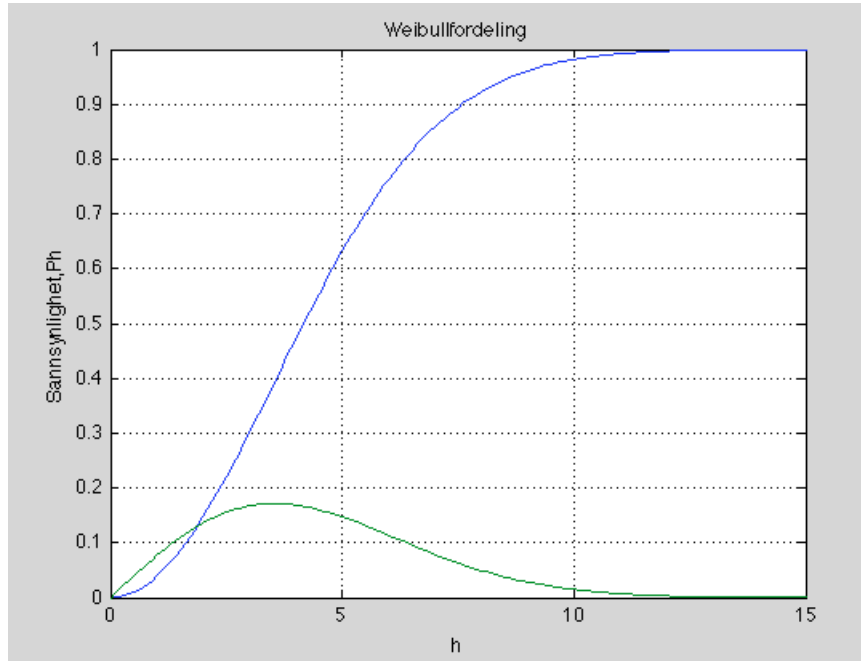
Havtilstanden vil i virkeligheten ikke ha et smalt frekvensspekter som Rayleighfordeling forutsetter. En mer generell fordelingsmetode, som har større fleksibilitet i å forme fordelingskurven, er en 2-parameter Weibull-fordeling. Weibulls sannsynlighetstetthetsfunksjon og den tilhørende kumulative fordelingsfunksjonen er gitt i henholdsvis ligning (3.28) og (3.29).

$$p_H(h)_{Weibull} = \frac{\alpha h^{\alpha-1}}{\beta^\alpha} \exp \left[- \left(\frac{h}{\beta} \right)^\alpha \right] , \quad \text{der } h \geq 0 \quad (3.28)$$

$$P_H(h)_{Weibull} = 1 - \exp \left[- \left(\frac{h}{\beta} \right)^\alpha \right] , \quad \text{der } h \geq 0 . \quad (3.29)$$

Her er α og β henholdsvis form- og skaleringsparameter. I figur 3.6 på neste side

illustreres en sannsynlighetstetthetsfunksjon og en kumulativ fordelingsfunksjon med like verdier.



Figur 3.6: Illustrasjon av Weibulls sannsynlighetstetthetsfunksjon og tilhørende kumulativ fordelingsfunksjon.

Det n -te ordens spektralmoment kan med disse parametrene skrives som [28]

$$E[H^n] = \Gamma\left(\frac{n}{\alpha} + 1\right) \beta^n, \quad (3.30)$$

hvor Γ er gammafunksjonen definert som $\Gamma(k) = \int_0^\infty e^{-x} x^{k-1} dx$. Rayleighfordelingen er et spesialtilfelle for Weibullfordelingen da en i Rayleigh setter $\alpha = 2$ og $\beta = H_{rms}$.

Langvarig bølgestatistikk

I langvarig bølgestatistikk vil ikke havtilstanden lenger anses som en stasjonær prosess og det kreves andre metoder enn i en kortvarig bølgestatistikk. I langvarig bølgestatistikk er det to velkjente metoder som brukes, initiell fordelingsmetode og «Peak Over Threshold»-metoden («POT»-metoden) [16]. I den initielle fordelingsmetoden benyttes all tilgjengelig data fra en lang serie med kortvarige observasjoner, mens i «POT»-metoden tas det bare hensyn til årlige

ekstremverdier eller ekstreme sesongverdier. Metodene har en felles korrelasjon i at begge tar hensyn til ekstreme verdier. Den initielle fordelingsmetoden innehar mer data og gir derfor et mer statistisk korrekt bilde. «POT»-metoden kan allikevel være en fordel å bruke i områder der det vanligvis er mye rolig værtilstand og få ekstremperioder.

3.3.4 Havstrømninger

De mest vanlige kategoriene av havstrømninger er [16]:

- Vindgenererte strømninger
- Tidevannsstrømninger
- Sirkulære havstrømninger
- Virvelstrømninger
- Solitonstrømninger
- Langsgående kyststrømninger

Vindgenererte havstrømninger er strømninger som oppstår på grunn av endringer i det atmosfæriske trykket. Tidevannsstrømninger er regulære, og oppstår på grunn av astronomiske fenomener, som endringen av avstand mellom jorden og månen. Sirkulære havstrømninger er stabile og store strømninger som representerer det generelle strømningsbildet i havområder, for eksempel gulfstrømmen i Atlanterhavet. Solitonstrømninger er forårsaket av «interne bølger» ved områder der det er store dybdeforskjeller. Disse interne bølgene oppstår når vann med lav massetetthet fra grunne områder blander seg med vann med høy massetetthet ved dypt hav. Vannet med lav massetetthet legger seg oppå og det oppstår bølger mellom lagene. Langsgående kyststrømninger oppstår ved kysten hvis bølgeretningen ikke er normalt på kystlinjen, men med en vinkel. Disse strømningene oppstår helt inntil kysten. Videre er det listet opp påvirkninger havstrømninger kan ha på offshorekonstruksjoner [16]:

- Havstrømninger kan forårsake langsomme bevegelser med store utslag av kabelforankrede flytende konstruksjoner.
- Havstrømninger gir større drag- og løftekrefter på nedsenkede konstruksjonsdeler.

- Havstrømninger kan forårsake vibrasjoner på grunn av virvelindusert strømming rundt tynne konstruksjoner, mens de vil gi økt bevegelse på grunn av virvelindusert strømming rundt tykke konstruksjoner.
- Interaksjonen mellom sterk havstrømning og bølger kan føre til økt bølgehøyde og bølgeperiode.
- Havstrømninger kan føre til «oppgraving» av sjøbunnen rundt bunnfaste konstruksjoner.

For å beregne hastigheten på havstrømningen bør alle kategorier som forårsaker strømmingene, og som naturlig kan oppstå i vindturbinens geografiske område, tas med [16]:

$$\mathbf{v}_c(z) = \mathbf{v}_{c,wind}(z) + \mathbf{v}_{c,tide}(z) + \mathbf{v}_{c,circ}(z) + \dots \quad , \quad (3.31)$$

hvor $\mathbf{v}_c(z)$ er den totale havstrømningshastigheten ved en havdybde $= z$, og de andre leddene representerer hastigheten på henholdsvis vindindusert, tidevannindusert og sirkulærindusert havstrømninger.

3.4 Kombinert statistisk fordeling av bølger og vind

For å få til gode representasjoner av de hydro- og aerodynamiske lastene som påvirker offshorekonstruksjoner bør det tas hensyn til korrelasjonen mellom vind og bølger [33]. Dette er spesielt viktig for flytende konstruksjoner ettersom det hele tiden må tas hensyn til den momentane posisjonen konstruksjonen befinner seg i. Per i dag finnes det lite tilgjengelig forskning på korrelasjonen mellom vind- og bølgestatistikk [33]. Johannesen et al. har laget en rapport om felles statistisk fordeling for vind og bølger i Nordsjøen [32]. Rapporten baserer seg på kontinuerlige målinger av vind og bølger i Nordsjøen i tidsperioden 1973-99, og gjør rede for en statistisk fordeling hvor gjennomsnittlig vindhastighet er den primære parameteren, og hvor signifikant bølgehøyde og spektraltoppens bølgeperiode baserer seg på vindparameteren. Sannsynlighetsligningen er gitt som [32]

$$P_{\bar{U}H_{m0}T_p}(\bar{U}, H_{m0}, T_p) = P_{\bar{U}}(\bar{U}) \cdot P_{H_{m0}|\bar{U}}(H_{m0}|\bar{U}) \cdot P_{T_p|H_{m0}, \bar{U}}(T_p|H_{m0}, \bar{U}) . \quad (3.32)$$

Fordelingen av 1-times gjennomsnittlig vindhastighet ved 10 meters høyde over stillevannsnivå ble i denne rapporten antatt å følge en 2-parameter Weibullfordeling, uttrykt som

$$P(\bar{U}) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{\bar{U}}{\beta} \right)^\alpha \right] . \quad (3.33)$$

Basert på de målingene som ble gjort, ble form- og skaleringsparametrene i rapporten utregnet til å være

$$\alpha = 1,708 \quad (3.34)$$

$$\beta = 8,426 , \quad (3.35)$$

noe som gir en god beskrivelse for dette områdets vindhastighetsfordeling. En 2-parameter Weibullfordeling ble også antatt som en betinget fordeling av signifikante bølgehøyder for gitte vindhastigheter. Denne Weibullfordelingen er gitt som [33]

$$P(H_{m0}) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{H_{m0}}{\beta_{H_{m0}}} \right)^{\alpha_{H_{m0}}} \right] , \quad (3.36)$$

hvor form- og skaleringsparametrene, $\alpha_{H_{m0}}$ og $\beta_{H_{m0}}$, er avhengig av gjennomsnittlig vindhastighet beregnet fra de tilhørende vindfordelingene. Disse ble regnet ut til å være

$$\alpha_{H_{m0}} = 2,0 + 0,135 \cdot \bar{U} \quad (3.37)$$

$$\beta_{H_{m0}} = 1,8 + 0,100 \cdot \bar{U}^{1,322} . \quad (3.38)$$

For å finne den signifikante bølgehøyden for en gitt vindhastighet ble det i rap-

porten brukt gjennomsnittsverdien til weibullfordelingen i ligning (3.36). Gjennomsnittsverdien tilsvarer det første ordens spektralmomentet og er uttrykt som

$$E(H_{m0}) = \Gamma\left(\frac{1}{\alpha_{H_{m0}}} + 1\right) \beta_{H_{m0}} \quad . \quad (3.39)$$

Den betingede fordelingen av spektraltoppens bølgeperiode, T_p , med hensyn på gitte verdier av vindhastighet og signifikant bølgehøyde ble antatt å følge en logaritmisk normalfordeling,

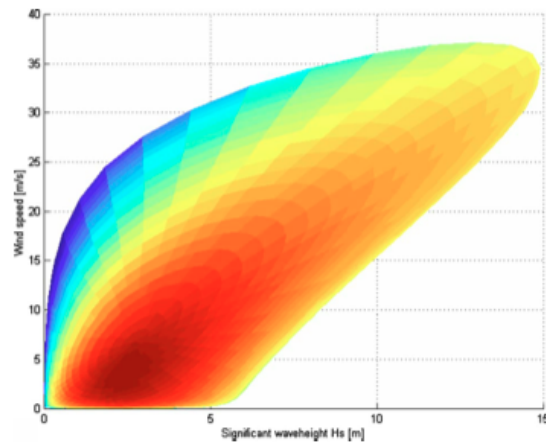
$$P_{T_p}(t) = \frac{1}{t \cdot \sigma_{\ln(T_p)} \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot \exp\left[-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln(t) - \mu_{\ln(T_p)}}{\sigma_{\ln(T_p)}}\right)^2\right] \quad , \quad (3.40)$$

hvor $\mu_{\ln(T_p)}$ og $\sigma_{\ln(T_p)}$ er henholdsvis gjennomsnittsverdien og standardavviket til $\ln(T_p)$. Basert på data fra alle kombinasjoner¹ av signifikant bølgehøyde ved ulike vindhastigheter ble gjennomsnittsverdien til spektraltoppens bølgeperiode gitt som

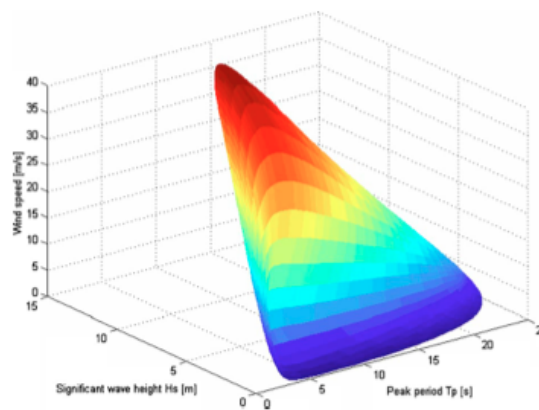
$$E(T_p) = (4,883 + 2,68H_{m0}^{0,529}) \left[1 - 0,19 \left(\frac{\bar{U} - (1,764 + 3,426H_{m0}^{0,78})}{1,764 + 3,426H_{m0}^{0,78}}\right)\right] \quad (3.41)$$

Basert på disse parametrene ble det plottet diagrammer av forholdet mellom vindhastighet, signifikant bølgehøyde og spektraltoppens bølgeperiode i Nordsjøen i en 100-års returperiode. Disse er illustrert i figur 3.7 og 3.8.

¹Vinddata ble sortert i intervaller på 1,5 m/s fra 0-36 m/s, totalt 24 intervaller. Senere ble bølgedata for hvert vindintervall sortert inn i intervaller på 0,5 m fra 0-12,5 m, totalt 25 intervaller. Dette utgjør 600 kombinasjoner av vindhastighet og signifikant bølgehøyde.



Figur 3.7: 2D-plot av sammenhengen mellom vindhastighet og signifikant bølgehøyde i Nordsjøen - 100-års returperiode. Hentet fra Stochastic Dynamic Response Analysis of Spar-Type Wind Turbines [33].



Figur 3.8: 3D-plot av sammenhengen mellom vindhastighet, signifikant bølgehøyde og spektraltoppens bølgeperiode i Nordsjøen - 100-års returperiode. Hentet fra Stochastic Dynamic Response Analysis of Spar-Type Wind Turbines [33].

Kapittel 4

Aerodynamikk

4.1 Innledning

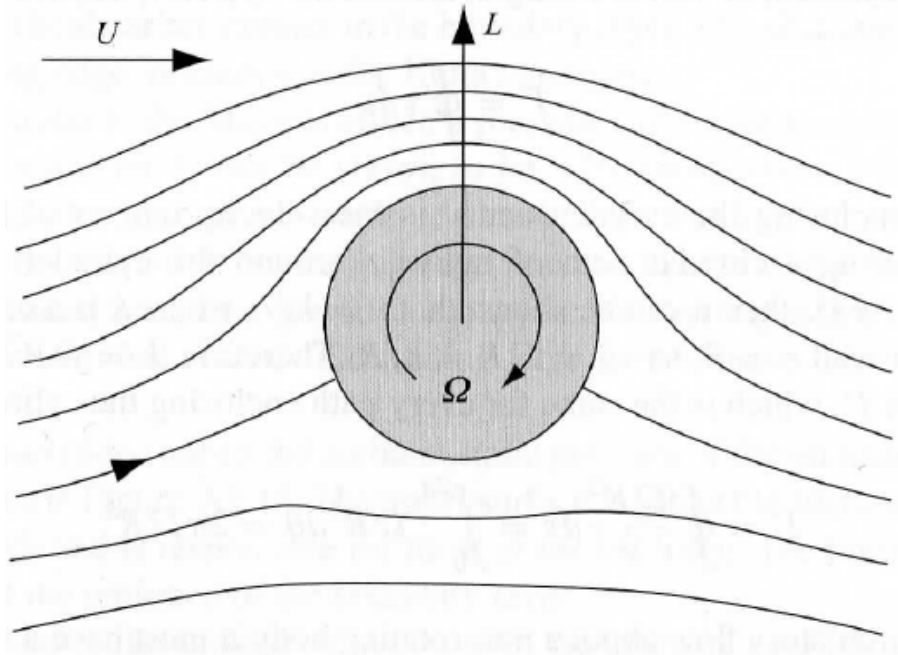
For å kunne si hvordan en vindturbin oppfører seg under kjente vindforhold er det nødvendig å vite hvordan vinden påvirker vindturbinen. I den sammenheng er det også interessant å vite hva som er bakgrunnen for lastbeskrivelsen og hvilke forutsetninger den bygger på.

4.2 Aerodynamiske krefter

Aerodynamisk løft på et legeme er definert som kraften på et legeme med virkning normalt på vindretningen [8]. Selv om det kalles aerodynamisk løft, er det ikke gitt at denne kraften virker i en slik retning at den bidrar til å motvirke gravitasjonskraften, og dermed bidrar til å løfte legemet den virker på.

En ikke uvanlig forklaring på den aerodynamiske løftekraften er at vindstrømmen på oversiden av en vinge har en lengre vei enn vindstrømmen på undersiden, og at vindstrømmen på oversiden da må bevege seg raskere enn den på undersiden for at de skal møtes etter vingen. Hastighetsforskjellen vil da føre til at trykket på oversiden er mindre enn trykket på undersiden, og dermed at vingen blir presset oppover. Selv om denne forklaringen blir brukt, er den ikke helt riktig [27].

For å forklare aerodynamisk løft kan det være nyttig å se for oss en sylinder som roterer [8], se figur 4.1. Når en vindstrøm når sylindren, vil rotasjonen bli over-



Figur 4.1: Strømning rundt en roterende sylinder. Figuren er hentet fra Wind Energy Handbook [8].

ført til vinden på grunn av overflatefriksjonen. Vindstrømmen på oversiden av sylindere vil få en økning i hastighet, mens den på undersiden vil få en reduksjon. Dette medfører en oppsamling av vindpartikler på undersiden, og dermed også en økning i trykk. På oversiden vil det være motsatt, og dermed færre vindpartikler og reduksjon i trykket. Trykkforskjellen vil føre til at sylindere blir «løftet» oppover.

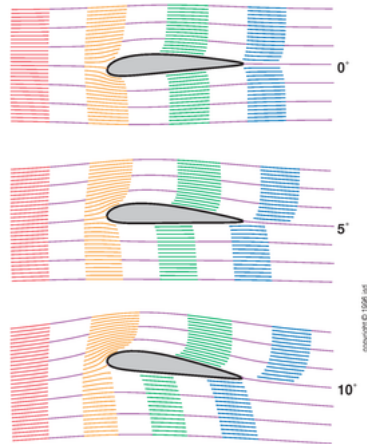
Etter Kutta-Joukowski's teorem kan løftekraften uttrykkes som

$$F_l = \rho U \Gamma, \quad (4.1)$$

der ρ er luftens massetetthet, Γ er sirkulasjonen rundt sylindere og U er hastigheten på vindstrømmen [47]. Den «skarpe» kanten i vingetverrsnittets bakre ende gjør at løft på en vinge, eller et rotorblad, kan beskrives på samme måte som for sylindere. For en vinge/rotorblad kan sirkulasjonen, Γ , vises å være $\pi U c \sin \alpha$, der α er angrepsvinkelen og c er kordelengden på vingen [8].

For at det i det hele tatt skal være noen løftekraft må det være en vinkel mellom vindretningen og vingetverrsnittets lengderetning. Denne vinkelen kalles angrepsvinkel. Figur 4.2 viser betydningen angrepsvinkelen har for vindstrøm-

men rundt vingen. Når angrepsvinkelen er lik null, er det ingen forskjell mellom vindstrømmen på oversiden og undersiden av vingen. Selv om dette ikke er et bevis, så er det en god indikasjon på at det må være en vinkel mellom vindretningen og vingen for at aerodynamisk løft skal virke på vingen. Her vises det også at vindstrømmen har en høyere hastighet på oversiden av vingen enn den har på undersiden.



Figur 4.2: Vindstrøm rundt en vinge ved forskjellige angrepsvinkler. Bildet er hentet fra <http://www.av8n.com/how/htm/airfoils.html> [14]

De aerodynamiske dragkreftene er forårsaket av viskøse friksjonskrefter ved overflaten på vingen, og ulik trykk på vingeovertflaten vendt mot vindstrømmen [25]. For vindturbinblader vil de aerodynamiske dragkreftene være små så lenge rotorbladene ikke går inn i stall. Når et rotorblad går over i stall, fører det til virvler i strømningsbildet på «oversiden» av rotorbladet, og dermed en økt dragkraft.

I tillegg til løft og drag vil det også virke et aerodynamisk moment på vingen. Momentet oppstår som følge av at kraftresultanten ikke virker i tverrsnittets skjærsenter. Deformasjoner som skyldes dette momente vil føre til en endring i tverrsnittets stamp-vinklen, og dermed også angrepsvinklen. Dette medfører at kreftene rotoren utsettes for er annerledes enn det vindhastigheten og stamp-innstillingen skulle tilsi. Derfor kan slanke og normalt også fleksible rotorblader bli vanskelig å styre.

4.2.1 Løfte- og dragkoeffisienter

Løftekoeffisienten, C_L er definert som

$$C_L = \frac{F_L}{\frac{1}{2}\rho U^2 A}, \quad (4.2)$$

der F_L er aerodynamisk løft, U er strømningshastigheten, A er legemets areal i planet og ρ er luftens massetettheten [8]. For lange legemer, slik som vinger, vil det være praktisk med løftekoeffisienten for forskjellige segmenter av vingen. Ved å erstatte vingens løftekraft med segmentets, og arealet med tverrsnittets kordelengde får vi

$$C_l = \frac{F_l}{\frac{1}{2}\rho U^2 c}. \quad (4.3)$$

Ligning (4.1) innsatt i ligning (4.3) gir at løftekoeffisienten, $C_l = 2\pi \sin \alpha$. Dette er en teoretisk verdi, og i praksis har C_l vist seg å være nærmere $a_0 \sin \alpha$, der $a_0 = dC_l/d\alpha$. En typisk verdi på a_0 er 5,73 [8]. Ligning (4.3) er kun gyldig i prestallregionen, det vil si vindstrømmen må ikke «slippe» vingen. Siden vinklene gjerne er små, er det vanlig å skrive ligningen som

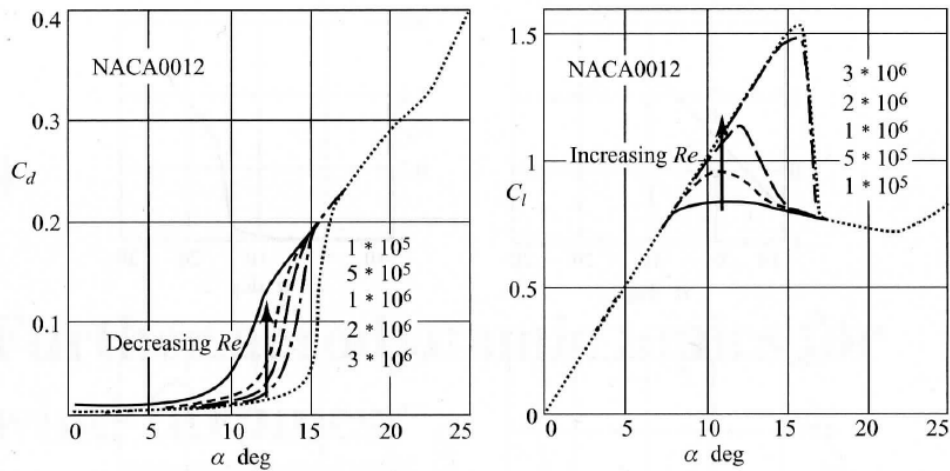
$$C_l = a_0 \alpha. \quad (4.4)$$

Tilsvarende som for løft kan dragkoeffisienten defineres som

$$C_D = \frac{F_D}{\frac{1}{2}\rho U^2 A}, \quad (4.5)$$

der F_D er aerodynamisk drag på legemet [8].

I utgangspunktet er aerodynamisk løft en funksjon av Reynoldstall (Re), men som vi kan se av figur 4.3, har Re liten betydning for løftekoeffisienten ved små vinkler. Vi kan derfor si at løftekoeffisienten er uavhengig av Re . For dragkoeffisienten derimot er det litt annerledes, men selv om den har forskjellig verdi for ulike Re er det også her liten variasjon ved middels store Re . Re er beskrevet i avsnitt 5.2

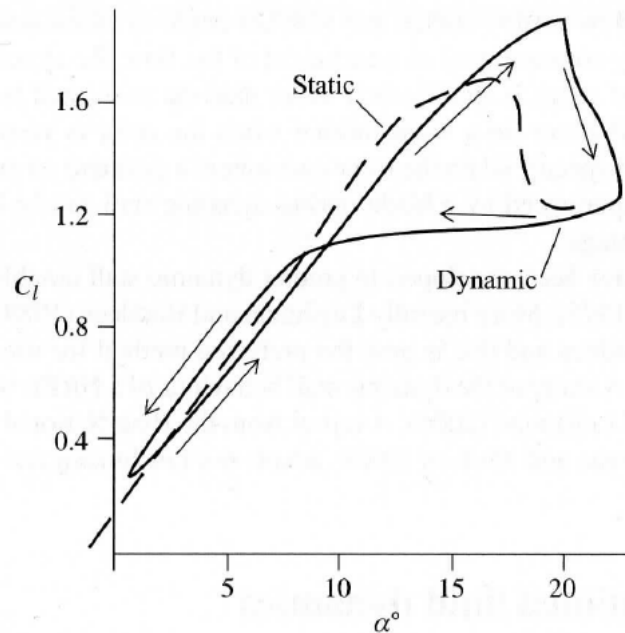


Figur 4.3: Løfte- og dragkoeffisient ved forskjellig angrepsvinkel og forskjellig Reynoldstall. Figuren er hentet fra Wind Energy Handbook [8].

4.3 Dynamisk stall

I figur 4.3 er løftekoeffisienten plottet mot angrepsvinkelen. Kurven stiger lineært før den faller brått ved en gitt angrepsvinkel. Fallet skyldes at det oppstår en separasjon i vindstrømmen, slik at vindstrømmen på oversiden av rotorbladet skiller lag med rotorbladet før den når enden [25]. Mellom vindstrømmen og rotorbladet vil det da være et område som er preget av turbulent strømningsforhold. Grunnen til at dette fører til et fall i løftekraften kan forklares med at vindstrømmen ikke lenger blir sugd like kraftig ned mot rotorbladet og at det dermed ikke oppstår en like sterk motkraft i rotorbladet. I denne forklaringen vil motkraften i rotorbladet være rotorbladets løftekraft.

Når rotorbladet roterer vil det på grunn av vindskjær, atmosfærisk turbulens, osv. være en kontinuerlig forandring i den relative vindhastigheten som rotorbladet opplever. Dette medfører at det også vil være en kontinuerlig forandring i angrepsvinkelen. I tilfeller der den varierende angrepsvinkelen fører til at rotorbladet går inn og ut av stall, vil et fenomen som kalles dynamisk stall inntreffe [8]. Figur 4.4 viser at det er en markant forskjell mellom dynamisk stall, og det vi kan kalle vanlig eller statisk stall. Ved dynamisk stall vil en økning i angrepsvinkelen føre til en økning i løftekoeffisienten, og dermed også løftekraften, utover det et statisk tilfelle ville gitt. Når rotorbladet kommer inn i statisk stall er det kun en liten reduksjon i angrepsvinkelen som skal til for å komme ut av stall. Dersom rotorbladet går inn i dynamisk stall kreves det en større reduksjon for at rotorbladet ikke skal være i stall.



Figur 4.4: Her er løftekoeffisienten, C_l , plottet som funksjon av angrepsvinkelen, α , for et statisk og et dynamisk tilfelle. Bildet er hentet fra Wind Energy Handbook [8].

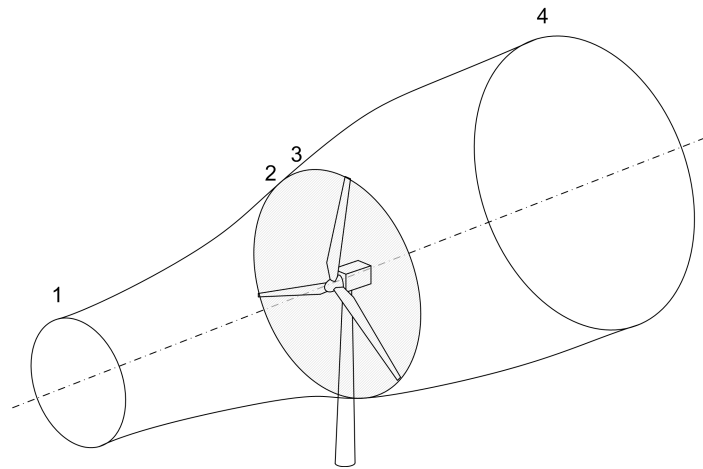
Vindturbiner er utstyrt med en aerodynamisk hastighetsregulering (se avsnitt 2.5.2) som skal hindre at rotoren får for høy rotasjonshastighet. Ved dynamisk stall vil ikke den aerodynamiske bremseeffekten virke ved tiltenkte punkt. Dette medfører en utilsiktet høy lastpåkjenning som kan føre til betydelig reduksjon i levetiden til rotorbladene [8].

4.4 Bladelementmomentumteori

I vindindustrien er det vanlig å bruke bladelementmomentumteorien (BEM) for å bestemme lastene som virker på en vindturbin. Flere dataprogrammer bygger dessuten på denne teorien. BEM er en kombinasjon av momentumteori og bladelementteori, og gir en god innsikt i virkemåten til en vindturbin. Vi skal nå se litt nærmere på momentumteori og bladelementteori.

4.4.1 Momentumteori

For å forstå hvordan det er mulig å få elektrisk energi ut av vinden kan det være nyttig å se på momentumteori [21]. La oss si at en skive er utsatt for vind,



Figur 4.5: Vindstrømmen slik den antas i momentumteori. Bildet er hentet fra <http://emmanuel.branlard.free.fr> [7].

og at vinden kan gå gjennom skiven, se figur 4.5. Vi vil ha en vindhastighet foran skiven og en bak. Vinden som treffer skiven vil ha samme form og areal som skiven. Siden vi trekker energi ut av vinden, vil det være mindre energi i vinden etter at vinden har passert skiven enn det opprinnelig var. Hvis vi i tillegg forutsetter at vinden ikke er turbulent, og at vinden har samme retning før og etter skiven, betyr det at den eneste måten å få energi ut av vinden er ved å redusere hastigheten på vinden. Vi har nå forskjellig hastighet på vinden før og etter skiven. Den reduserte hastigheten fører til at vinden hopper seg opp etter skiven, hvilket igjen fører til at trykket øker etter skiven. Ettersom det ikke er noen trykkøkning ellers i omgivelsene vil vindstrømmen etter skiven utvides slik at den er i likevekt med omgivelsene. Som vi kan se starter utvidelsen litt før rotorskiven, og etter hvert som vindstrømmen beveger seg bort fra skiven vil den øke i hastigheten, til den igjen får samme hastighet som omgivelsene.

Momentumteorien opererer med noe som kalles induksjonsfaktor, hvilket er et forholdstall mellom vindhastigheten før og etter rotoren på vindturbinen. Når induksjonsfaktoren nærmer seg 0,5, overstiges gyldighetsområde til momentumteorien [25]. Dersom induksjonsfaktoren er på 0,5 tilsier momentumteorien at vindhastigheten nedstrøms av rotoren er lik null. Dette er noe som ikke kan stemme, og som tydelig er feil. En annen svakhet er at det forutsettes at det ikke er noen friksjon. Allikevel gir den en praktisk forklaring som gir oss en nyttig innsikt. På bakgrunn av denne innsikten kan vi trekke noen slutninger:

- Når vindhastigheten øker, så øker potensialet for kraftuttak med tredje potens. Dette skyldes at vindhastigheten inngår med tredje potens i lig-

ningen for kraftuttak.

- Det er et lineært forhold mellom rotorskivens tverrsnittsareal og kraften, der rotordiameteren er i annen potens i ligningen for kraftuttak.
- Den teoretiske virkningsgraden på kraftkonverteringen er på $\frac{16}{27}$, altså 0,593. Dersom vindturbinen baserer seg på aerodynamiske dragkrefter istedenfor aerodynamiske løftekrefter, vil den teoretiske virkningsgraden falle til omtrent 0,2 [21].

Punkt nummer to forklarer hvorfor det har vært en trend mot økende størrelse på vindturbiner. Det første punktet tilsier at det er mer lønnsomt med å plassere vindturbiner der det blåser mye, enn på steder hvor det blåser lite. Det siste punktet er grunnen til at vindturbiner normalt er designet for å drives av aerodynamiske løftekrefter, og ikke dragkrefter. Det tredje punktet representerer også en begrensning på vindturbiner, ettersom det tilsier at det ikke er mulig å utnytte all energi som er i vinden. Et annet punkt det kan være verdt å merke seg, og som følger av Betz' forklaringsmodell, er at optimal virkningsgrad finner sted når vindhastigheten etter skiven er en tredjedel av det den var før skiven [21].

Forklaringsmodellen ble lansert av Albert Betz i perioden 1922-1925, og er av den grunn noen ganger omtalt som Betz' elementære momentumteori. I ettertid har forklaringsmodellen blitt utvidet. Den utvidede momentumteorien tar hensyn til at en kraftkonverterer, i form av en roterende rotor, vil påføre vinden en rotasjon. Dersom vinkelmomentum skal opprettholdes, må vinden og rotoren ha en motsatt rettet rotasjon i forhold til hverandre [21]. Siden det er rotoren som gir vinden en rotasjon betyr det at virkningsgraden er avhengig av forholdet mellom den tangensielle hastigheten til tuppen av rotorbladene og vindhastigheten, kalt λ . Videre kan det vises at virkningsgrad beregnet etter den utvidede momentumteorien har en asymptotisk oppførsel mot Betz' grense [25].

Ved hjelp av momentumteorien er det mulig å utlede et uttrykk for «skyvekrefte» og for dreiemoment. Bruker vi den utvidede momentumteorien får vi at skyvekraften og dreiemomentet kan uttrykkes som henholdsvis dT og dQ .

$$dT = \rho U^2 4a(1-a)\pi r dr \quad (4.6)$$

$$dQ = 4Fa'(1-a)\rho U\pi r^3 \Omega dr \quad (4.7)$$

Her er ρ luftens massetetthet, U er vindhastigheten oppstrøms rotorskiven, Ω er rotasjonshastigheten til rotoren, a og a' er induksjonsfaktorer, r er avstanden fra navsenter til det sirkulære elementet dr . Korreksjonsfaktoren, F , kan legges til det ytterste elementet, for å ta hensyn til at strømningsforholdene rundt dette elementet er annerledes. Induksjonsfaktorene og ρ er normalt ukjent, og vi får to uttrykk som inneholder flere ukjente. For å løse uttrykkene er det vanlig å bruke bladelementteori [25].

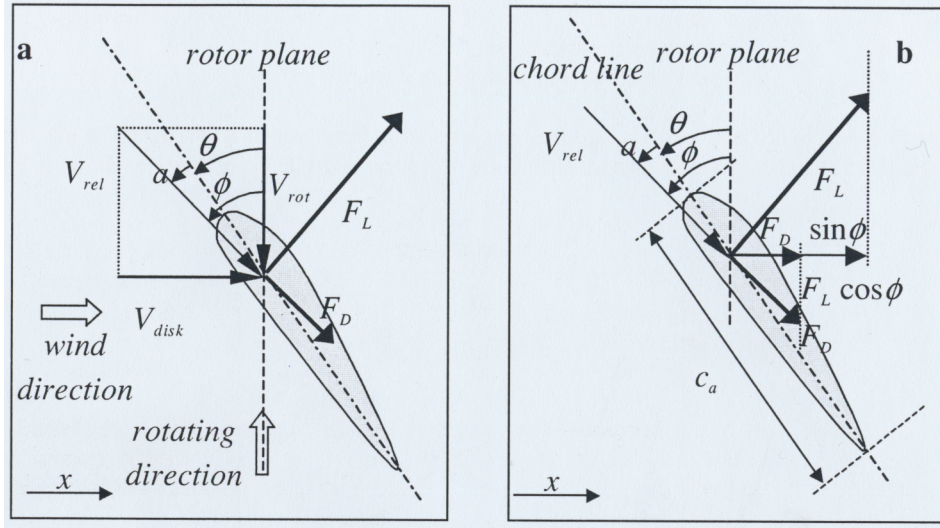
4.4.2 Bladelementteori

Bladelementteori brukes til å bestemme kreftene et rotorblad er utsatt for, og som navnet tilsier, deles bladet inn i mange deler/elementer som så studeres hver for seg. Elementene har riktig nok samme rotasjonshastighet, men etter hvert som avstanden til origo øker, så øker også den tangensielle hastigheten til elementene. Dette fører til at elementene vil være utsatt for forskjellig relativ vindhastighet. Det er også vanlig at rotorbladene har en vridning, hvilket også vil påvirke den relative vindhastigheten på elementet. Resultatet av dette er at det er forskjellig størrelse og retning på kreftene som påvirker elementene.

Forutsetningene som ligger til grunn for bladelementteorien er at det ikke er noen interaksjon mellom elementene og at kreftene på bladet kan bestemmes utelukkende på bakgrunn av løfte- og dragkarakteristikkene til bladet [25].

Figur 4.6 viser aerodynamiske krefter i et roterende rotorblad. Siden rotorbladet roterer vil ikke løfte- og dragkreftene virke henholdsvis normalt og aksialt med vindretningen, men med den relative vindretningen. Løfte- og dragkreftene er ikke i samme målestokk, siden det ville ført til en uoversiktlig figur. Vinklene α , θ og ϕ er henholdsvis angrepsvinkel, stampvinkel og relativ angrepsvinkel. Den relative angrepsvinkelen tar hensyn til at rotorbladet roterer og at det således får en hastighet normalt på vindstrømmen. Rotorbladet opplever dermed en relativ vind som er kryssproduktet av vindhastighetsvektoren og rotasjonsvektoren til rotorbladet. Dette medfører at løft og drag defineres utifra den relative vindretningen og ikke den faktiske.

De aerodynamiske løfte- og dragkreftene kan uttrykkes som:



Figur 4.6: Her er det vist hvordan løfte- og dragkrefter virker på et element i rotorbladet. Merk at notasjonen i bildet er annerledes enn ellers i oppgaven. Figuren er hentet fra Offshore Wind Power [44].

$$F_l = \frac{1}{2} C_l \rho U_{rel}^2 c \Delta r \quad (4.8)$$

$$F_d = \frac{1}{2} C_d \rho U_{rel}^2 c \Delta r \quad (4.9)$$

Her er F_l aerodynamisk løft, F_d er aerodynamisk drag, C_l er aerodynamisk løftekoeffisient, C_d er aerodynamisk dragkoeffisient, U_{rel} er den relative vindhastigheten, c er rotorbladets kordelengde og Δr er et element i rotorbladet i avstand r fra rotorbladinnspenningen.

Ut ifra løfte- og dragkreftene er det mulig å utlede uttrykk for kraften normalt og tangensielt på et lite element i rotorplanet. Uttrykkene blir da:

$$dF_N = \sigma' \pi \rho \frac{U^2 (1-a)^2}{\sin^2 \phi} (C_l \cos \phi + C_d \sin \phi) r dr \quad (4.10)$$

$$dQ = \sigma' \pi \rho \frac{U^2 (1-a)^2}{\sin^2 \phi} (C_l \sin \phi - C_d \cos \phi) r^2 dr \quad (4.11)$$

Her er dF_N normalkraften til rotorskiven, σ' er lokal soliditet, C_l er en løftfaktor og C_d er en dragfaktor. Dersom disse uttrykkene kombineres med uttrykkene fra momentumteorien, er det mulig å finne parametrene som inngår i ligningene,

og dermed også de aerodynamiske kreftene på vindturbinen. Akseptert praksis er å sette C_d lik null, slik at de andre parametrene kan finnes. For rotorblader med liten dragkoeffisient anses dette som en neglisjerbar feil [25].

En interessant ting å merke seg er at mens den aerodynamiske løftekraften vil ha en drivende effekt på rotoren, så vil den aerodynamiske dragkraften ha en bremsende effekt på rotoren [44]. Denne effekten brukes på noen typer vindturbiner for å regulere hastigheten på rotoren. Dette gjøres ved å redusere «stamp vinkel», slik at den drivende komponenten til løftekraften reduseres, og den bremsende komponenten til dragkraften økes.

4.4.3 Rotorens virvelsone

Rotorens virvelsone er det området der vindstrømmen nedstrøms en vindturbin er påvirket av rotorskiven til vindturbinen [21]. I dette området er vindhastigheten lavere enn ellers, samtidig som det også er mer turbulens enn ellers. Vindstrømmen vil kreve en lang strekning for at vind skal komme opp i samme hastighet som før vindturbinen. Denne strekningen kan bli upraktisk lang. Selv i en avstand fem ganger rotorskivens diameter kan en vindturbin ha betydelig innvirkning på vindhastigheten nedstrøms. I en vindpark er det derfor stor avstand mellom vindturbinene.

4.5 Vindsimulering

Som vi har sett i avsnitt 3.2.1 kan vinden antas å være summen av en gjennomsnittlig vind og en fluktasjon med gjennomsnittsverdi lik null. I avsnitt 3.2.3 så vi hvordan vi kan finne den gjennomsnittlige vinden. Gjennom en prosess som kalles invers diskret fouriertransformasjon skal vi nå se hvordan vi kan simulere fluktasjonen i et enkelt punkt.

Ved å ta utgangspunkt i en kraftspektraltetthetsfunksjon er det mulig å vise at vinden kan simuleres etter uttrykket [20]:

$$U(t) = \bar{U} + \sum_{n=1}^{N/2} \sqrt{\frac{2S(\omega_n)}{T}} \cos(\omega_n t - \phi_n) \quad (4.12)$$

$$t = i \cdot \Delta t \text{ for } i = 1, \dots, N \quad (4.13)$$

Fasevinkelen, ϕ_n , kan modelleres ved hjelp av en nummergenerator som gir et tilfeldig tall mellom 0 og 2π . Ellers er \bar{U} gjennomsnittlig vindhastighet, $S(\omega_n)$ er kraftspektralfunksjonen, ω_n er frekvens, Δt er tidssteg og $T = \Delta t \cdot N$ er den totale tiden.

Normalt antas det at en kraftspektraltetthetsfunksjon vil inneholde alle frekvenser mellom 0 og ∞ , men det kan vises at spekteret kun kan løses for frekvenser mellom $f = 1/T$ og $f = (N/2)/T$ [20].

For 3D-simuleringer blir det straks mer komplisert siden vi da må ta hensyn til at de forskjellige punktene ikke er uavhengige av hverandre. Det henvises derfor til Aerodynamics of Wind Turbines for 3D-simulering av vinden.

4.6 Vindlaster

Når vinden blåser på en konstruksjon, vil konstruksjonen være utsatt for krefter forårsaket av vinden. Disse kreftene, eller vindlastene, kan anses å ha to lastkomponenter, en deterministisk og en stokastisk. Den deterministiske lastkomponenten omfatter en periodisk last med jevne variasjoner i vindhastigheten, og kan bestemmes ved hjelp av et begrenset antall parametre. Den stokastiske lastkomponenten omfatter fluktasjonen eller turbulensen i vindhastigheten, og må beskrives statistisk [8].

I forrige avsnitt så vi en mulig måte for å beskrive en tidsavhengig vindhastighet. Ved å sette ligning (4.13) inn i ligningene fra avsnitt 4.4, kan vi beregne vindkreftene som virker på navet. Parametrene, som inngår i ligningene i avsnitt 4.4, er avhengig av hverandre, og det blir derfor nødvendig å løse ligningene iterativt [8]. Når ligningene løses iterativt for hvert tidssteg, og for hvert element, betyr det at det blir en komplisert og tidkrevende prosess. Mindre elementer og mindre tidssteg vil gi mer nøyaktige resultater, men vil også gjøre prosessen mer tidkrevende. Her vil det bli en avveining mellom kvaliteten på resultatet på den ene siden og tiden til rådighet på den andre.

For selve tårnet kan vindlasten beskrives som [45]

$$F = \frac{1}{2}\rho A U C_D, \quad (4.14)$$

der ρ er luftens massetetthet, A er projeksjonsflaten, U er vindhastigheten og C_D

er aerodynamisk dragkoeffisient. Vindhastigheten U kan uttrykkes som summen av en gjennomsnittsverdi og en fluktasjon, $U = \bar{U}(z) + u(x, y, z, t)$.

4.6.1 Vindskjær

Som tidligere nevnt vil vindhastigheten øke med økende høyde. For selve tårnet betyr ikke det så mye, men for rotorbladene betyr det at vindlasten vil variere med rotorbladens posisjon. Vindlasten må derfor anses som en dynamisk last også når turbulens neglisjeres. For vindturbiner med rotordiameter i størrelsesorden 10 meter, vil vindskjær ha liten betydning [45]. For store rotordiameterer, og/eller fleksible rotorblader kan det derimot ha stor betydning. En rekke brudd i rotorbladene er tilskrevet vindskjær på rotorbladet.

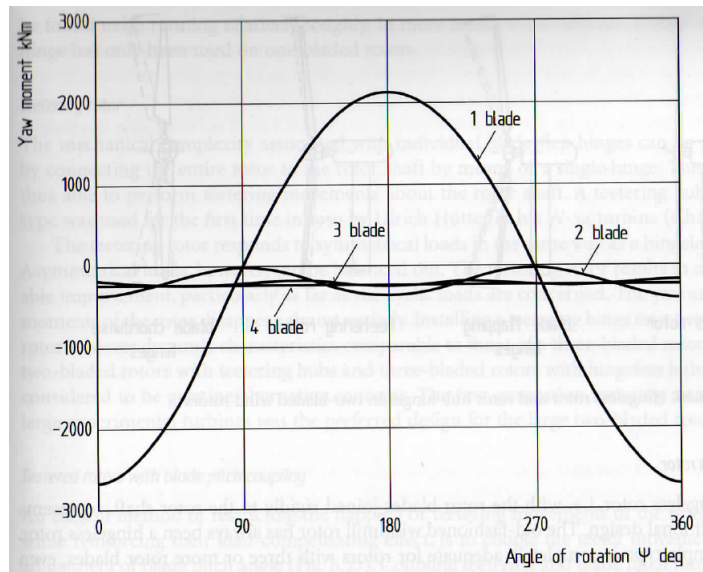
Ved å anvende momentumteori på en vindturbin, kan det vises at når vindhastigheten øker, går momentet forårsaket av vindskjær (både om sterk og svak akse) i et roterende rotorblad fra å ha en sinusformet variasjon til å bli tilnærmet konstant [8].

4.6.2 Giringsmoment

Dersom vinden endrer retning, vil det føre til at rotoren får en ujevn belastning, og det vil oppstå et giringsmoment. Giringsmomentet i rotorbladene vil variere med rotorbladets posisjon. Hvor mange rotorblader rotoren har vil spille inn på momentoppførselen. For vindturbiner med kun ett rotorblad vil momentet variere mye, mens for vindturbiner med tre rotorblad vil momentet være tilnærmet konstant. Figur 4.7 viser hvordan momentet varierer med posisjon og for forskjellig antall rotorblader.

Når en roterende rotor blir forsøkt bøyd ut av rotasjonsplanet, vil det være variasjon i hvor mye masse som forsøkes akselerert ut av rotasjonsplanet. Flere rotorblader gjør at rotorskiven får en jevnere massefordeling, og dermed også mindre variasjon i massen som forsøkes akselerert. En rotor med to rotorblader kan anses som en stav og dermed masse-symmetrisk om kun to akser. Med tre rotorblader vil rotoren være tilnærmet masse-symmetrisk om flere akser, og rotoren kan anses som en skive.

Det vil være nærliggende å tro at den samme tendensen som vi ser i figur 4.7 vil være til stede i momentbelastningen som skyldes vindskjær, og at vindskjær derfor vil føre til en konstant momentbelastning på en rotor med tre eller flere



Figur 4.7: Rotasjonsvinkelen, Ψ , har en positiv rotasjon med klokken, og ved $\Psi = 0$ står rotorbladet rett opp. Her kan det ses at momentet blir jevnere når antall rotorblader går opp. Bildet er hentet fra Wind Turbines [21].

rotorblader.

4.6.3 Tårnskygge

Når en vindstrøm treffer tårnet på en vindturbin vil tårnets tilstedeværelse forstyrre vindstrømmen. Dette omtales gjerne som tårnskygge¹. For en uniform vindstrøm vil det resultere i at vindstrømmen ikke lenger er uniform. Vindstrømmen får en redusert hastighet både foran og bak tårnet [8]. Hvor mye vindhastigheten reduseres avhenger av formen på tårnet. Et sylinderformet tårn vil i større grad redusere hastigheten enn et fagverkstårn. I tillegg vil vindhastighetsreduksjonen i et punkt være avhengig av avstanden mellom tårnet og punktet. For sylinderformede tårn vil strømningsseparasjon føre til at hastighetsreduksjonen er større etter tårnet enn den er før tårnet. Det vil være ønskelig å ha en avstand mellom tårnet og rotorskiven, slik at tårnet ikke påfører vindstrømmen en uønsket hastighetsreduksjon. Samtidig vil en økt avstand mellom tårnet og rotorskiven føre til en større eksentrisitet i egenlastens angrepspunkt, og dermed også et større moment i tårnet, hvilket heller ikke er ønskelig.

Det kan vises at tårnets innvirkning på vindstrømmen i forkant av tårnet er gitt ved

¹I litteraturen er det vanligst å bruke tårnskygge kun om nedstrøms effekter.

$$U = U_{\infty} \left(1 - \frac{(D/2)^2 (x^2 - y^2)}{(x^2 + y^2)^2} \right), \quad (4.15)$$

der U_{∞} er den uforstyrrede vindhastigheten i forkant av tårnet, D er tårnets diameter, x er avstand i retning mot vinden og y er avstand i retning normalt på vindstrømmen [8]. Både x og y er horisontale retninger med origo i senter av tårnet. I én tårndiameters avstand fra tårnet i oppstrøms retning, anses hastighetsreduksjonen i vindstrømmen som så liten at den kan neglisjeres [21].

4.6.4 Andre laster

I tillegg til de direkte vindkreftene er det også andre krefter som virker på rotoren. Disse kreftene vil ikke være direkte forårsaket av vinden, men kommer som følge av at rotoren roterer.

Når rotoren roterer vil det oppstå en sentrifugalkraft². Sentrifugalkraften vil være avhengig av rotasjonshastigheten, og virke radielt utover. Vindlasten vil påføre rotorbladene et bøyemoment som fører til ut-av-plan deformasjon. Sentrifugalkraften vil da virke eksentrisk på rotorskiven, og dermed utøve et motvirkende moment på rotorbladene. Dette omtales gjerne som sentrifugalavlastning. Denne effekten kan økes ved å gi rotorskiven en kjegleform. Et rotorblad kan designes for full sentrifugalavlastning, men kun for én rotasjonshastighet og ved én vindhastighet [21]. Sentrifugalkraften vil også motvirke i-plan deformasjon. Dette medfører at et roterende rotorblad har høyere egenfrekvens enn et stillestående rotorblad. Dette omtales som sentrifugalstivning [8].

Når vinden forandrer retning, vil det oppstå et moment i rotoren. Dette momentet vil dreie generatorhuset slik at det peker mot vindretningen. Når rotoren roterer om egen akse vil massetregghet føre til at den roterende massen motsetter seg dreiningen av generatorhuset. Resultatet er at det oppstår gyroskopiske krefter. Forsøk med såkalt «passiv giring» har vist at de gyroskopiske kreftene blir meget problematiske for vindturbinen [21]. For å begrense de gyroskopiske kreftene må dreiningen av generatorhuset skje ved lave hastigheter (ca. 0,5 grader per sekund).

For rotor med tre eller flere rotorblader kan rotoren anses å være en skive [21]. Det betyr at gravitasjonskreftene på rotoren vil være konstant, og at de

²Dette er egentlig en opplevd kraft som er fiktiv, men det går ikke nærmere inn på dette i denne masteroppgaven.

dermed ikke har noen dynamisk påvirkning på rotoren. Gravitasjonskreftene vil normalt være vesentlig for utmattingsanalyser. Ettersom momentet på et rotorblad bytter fortegn to ganger iløpet av én rotasjon, er det forståelig at gravitasjonskreftene påvirker levetiden til vindturbinen.

Massetreghet vil føre til at det oppstår et moment i rotorbladene og dermed også i rotoren hver gang rotoren opplever en hastighetsendring. Momentet oppstår som et resultat av at rotorbladenes masse motsetter seg endringen i hastigheten.

4.7 Aerodynamisk stabilitet

For å unngå uønskede vibrasjoner og strukturell sammenbrudd er det viktig å undersøke aeroelastisk stabilitet. Aerodynamisk instabilitet oppstår når det utvikles en kumulativ interaksjon mellom et deformert legeme og de resulterende aerodynamiske kreftene. De viktigste årsakene til aeroelastisk instabilitet er statisk divergens og flakse [21]. Statisk divergens kan opptre når aerodynamisk senter er foran den elastiske aksen, som da er den aksen vingen kan rotere momentfritt om. Det som da skjer er at aerodynamisk løft får en momentarm som fører til et vridningsmoment og dermed også en økning i angrepsvinkelen. Momentet vil øke med kvadratet av hastigheten til den uforstyrrede vindstrømmen, mens motstandsmomentet er uavhengig av vindhastigheten. Statisk divergens vil normalt ikke være et problem for rotorblader på en vindturbin, men det bør allikevel kontrolleres.

Flakse kan oppstå når det forekommer et samvirke mellom elastiske, aerodynamiske og treghetskrefter [46]. Hvis vingen først begynner å vibrere så vil samvirke mellom kreftene føre til at vibrasjonene øker i styrke. Det er spesielt kombinasjonen av bøye-torsjons-vibrasjon som er viktig å unngå, ettersom denne typen flakse kan føre til sammenbrudd på meget kort tid.

Kapittel 5

Hydrodynamikk

5.1 Bølgeteorier

5.1.1 Innledning

Det er tre bølgeparametere som bestemmer hvilken bølgeteori som kan brukes i et spesifikt område: bølgehøyden, bølgeperioden og vann dybden. Disse bølgeparametrene er brukt for å definere tre nye dimensjonsløse parametere som brukes for å bestemme teoriens gyldighet. Disse parametrene er bølgenes bratthetsparameter, S , gruntvannsparmeteren, μ , og Ursells tall, U_R . I DNVs anbefalinger [16] er disse parametrene uttrykt som:

$$\text{Bølgenes bratthetsparameter} = S = 2\pi \frac{H}{gT^2} = \frac{H}{\lambda_0} \quad (5.1)$$

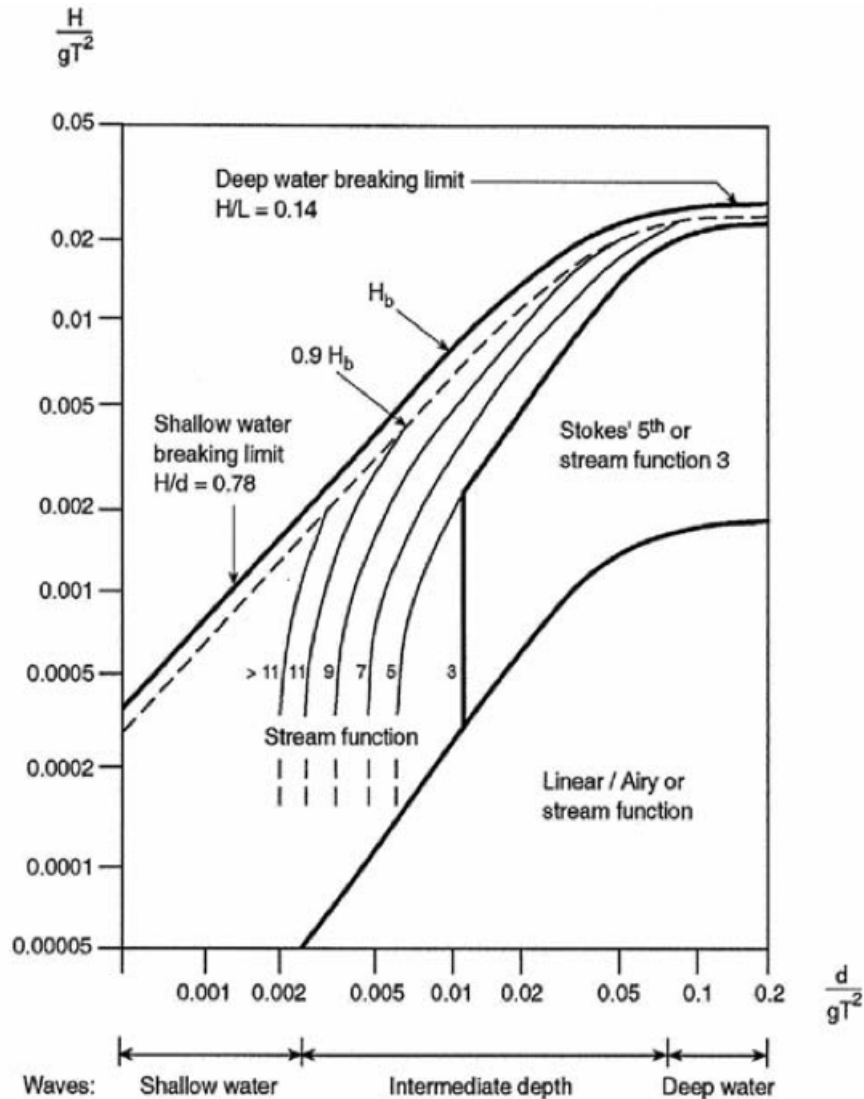
$$\text{Gruntvannsparmeter} = \mu = 2\pi \frac{d}{gT^2} = \frac{d}{\lambda_0} \quad (5.2)$$

$$\text{Ursells tall} = U_R = \frac{H\lambda^2}{d^3} \quad (5.3)$$

Her er H bølgehøyde, T er bølgeperiode, g er gravitasjonskraften og λ_0 er bølgelengden i lineær dypvannsteori.

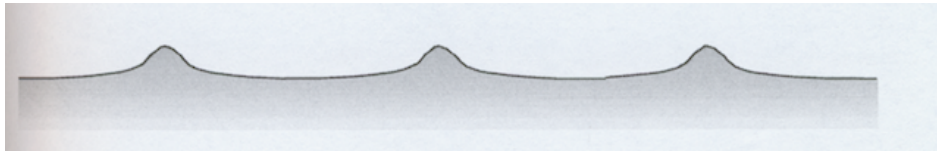
Det finnes mange ulike bølgeteorier som hver har sine egnede områder. De vanligste teoriene som brukes er Airys bølgeteori, Deans strømfunksjonsteori, Stokes høyereordensteorier og Cnoidalteorien. I figur 5.1 vises en illustrasjon som indi-

kerer passende bruksområder til de enkelte teoriene. Den vertikale akse viser bratthetsparameteren, se ligning (5.1), og den horisontale akse viser gruntvannsparmeteren, se ligning (5.2).



Figur 5.1: Diagram for ulike teoriområder, hentet fra DNV-RP-C205 [16].

Som figur 5.1 illustrerer vil Airys bølgeteori være tilfredsstillende hvis gruntvannsparmeteren, μ , er høy i forhold til bratthetsparameteren, S . Cnoidalteorien er ikke vist i denne illustrasjonen, men DNV [16] anbefaler at denne teorien brukes hvis $\mu < 0,125$ og $U_R > 30$. Det vil med andre ord si ved grunt vann der bølgetoppene er bratte og bølgedalene er lange. Cnoidal-bølger er vist i figur 5.2 på neste side.



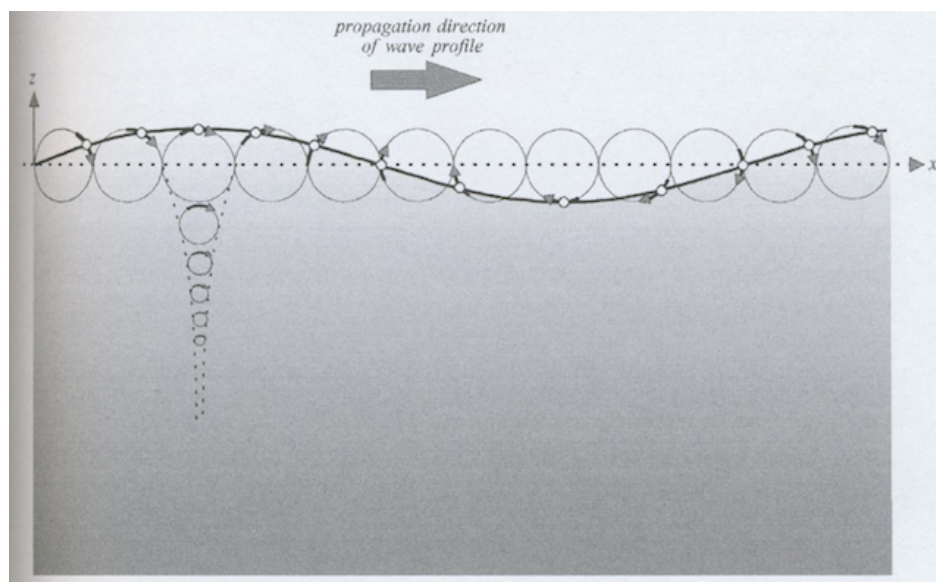
Figur 5.2: Illustrasjon som viser Cnoidal-bølger. Hentet fra *Waves in Oceanic and Coastal Waters* [23].

Det er i denne rapporten valgt å fokusere på Airys bølgeteori og Deans strøm-funksjonsteori.

5.1.2 Lineær teori

I lineær bølgeteori kan vannpartiklenes kinematikk i en virkelig havtilstand, som består av et mangfold av små bølger med varierende frekvenser og bølgelengder, bli modellert ved hjelp av superposisjonsprinsippet.

Hvis vi ser på en harmonisk bølge og antar at havdybden er tilstrekkelig stor til at bølgene ikke påvirkes av grunnforholdene, vil vannpartiklene på havoverflaten, etter lineær teori, gå i sirkulære baner med en hastighet som er avhengig av bølgeperioden og bølgehøyden. For at denne beskrivelsen skal gi tilfredsstillende nøyaktighet må dybden være større enn bølgenes halve lengde, $d \geq \lambda/2$ [44].



Figur 5.3: Vannpartiklenes sirkulære bevegelse i en harmonisk bølge. Hentet fra *Waves in Oceanic and Coastal Waters* [23].

Som vi kan se i figur 5.3 på forrige side, er radien til den sirkulære partikkelbevegelsen lik amplituden til bølgen. Ved overflatenivå kan partikkelhastigheten, u_w , dermed uttrykkes som

$$u_w = \frac{2 \cdot \pi \cdot a}{T} , \quad (5.4)$$

der a er amplituden og T er bølgeperioden. Diameteren til den sirkulære bevegelsen reduseres med dybden fra det gjennomsnittlige horisontale overflatenivået, og partiklene antas å kun ha bevegelse i horisontal retning ved havbunnen. Denne sirkulære bevegelsen foregår kun ved vanndybder, d , som er store relativt til bølgelengden. Ved lavere vanndybder relativt til bølgelengden, $d < \lambda/2$, vil vannpartiklene bevege seg i en mer elliptisk form [44].

Airys bølgeteori

En av de mest brukte lineære bølgeteoriene er Airys bølgeteori [8]. Denne teorien bygger på at hastighetspotensialet, ϕ , innen en regulær periodisk todimensjonal bølge må tilfredsstille Laplace ligningen, $\nabla^2 \phi(x, z, t) = 0$, der $\phi(x, z, t)$ er hastighetspotensialet. $\phi(x, z, t)$ er definert som en funksjon hvor den partiellderiverte med hensyn på de romlige koordinatene er lik vannpartikkelhastighetene [23]. Vannpartikkelhastighetene, u_w og w_w , kan dermed skrives som:

$$u_w = \frac{\partial \phi}{\partial x} \quad w_w = \frac{\partial \phi}{\partial z} . \quad (5.5)$$

Her er u_w og w_w vannpartikkelhastighetene i henholdsvis x- og z-retning, x er den horisontale koordinaten parallell med bølgebevegelsens retning og z er den vertikale koordinaten som ligger normalt på det gjennomsnittlige overflatenivået, med retning oppover. Ligning (5.5) vil på vektornotasjon bli:

$$\nabla \phi = \vec{U} , \quad (5.6)$$

der $\nabla = i \frac{\partial}{\partial x} + k \frac{\partial}{\partial z}$ er del-operatoren [18]. Ligning (5.5) gjelder kun hvis vannpartikkelbevegelsene er rotasjonsfrie [23]. Det vil si at de ikke kan rotere rundt sin egen akse. Det er vanlig å anta at vannpartikkelbevegelsene er rotasjonsfrie ettersom virvlelstrømninger, som skaper rotasjon, kun oppstår på grunn av turbulens forårsaket av friksjon og ujevnheter fra havbunnen. Denne turbulensen

vil ikke stige høyt opp fra havbunnen og den vil derfor ikke forplante seg til bølgene [23].

Fluidbevegelsen må også tilfredsstille fem andre kinematiske og dynamiske randbetingelser [8]:

1. Ingen vertikal partikkelbevegelse, w_w , ved havbunnen.
2. Ingen partikkelbevegelse normalt på den frie overflaten.
3. Bernoullis ligning for ustabil strømning ved den frie overflaten.
4. Den periodiske randbetingelsen i tid, $-\phi(x, z, t) = \phi(x, z, t + T)$, hvor T er bølgeperioden.
5. Den periodiske randbetingelsen i rom, $-\phi(x, z, t) = \phi(x + L, z, t)$, hvor L er bølgelengden.

Randbetingelse 1 og 2 kan matematisk formuleres som henholdsvis $\frac{\partial \phi}{\partial z} = 0$ og $\frac{\partial \phi}{\partial z} = \frac{\partial \eta}{\partial t} + u_x \frac{\partial \eta}{\partial x}$, der η er vannets overflatenivå [8]. Hvis det antas at det atmosfæriske trykket ved vannets overflatenivå er konstant kan Bernoullis ligning for ustabil strømning, randbetingelse 3, formuleres som

$$-\frac{\partial \phi}{\partial t} + \frac{u_w^2 + w_w^2}{2} + gz = C(t) \quad . \quad (5.7)$$

Her er g gravitasjonskraften og $C(t)$ en konstant som er avhengig av tiden grunnet den ustabile strømningen. Med ustabil strømning menes en strømningstilstand der væskeegenskapene ved et gitt punkt endrer seg over tid [19].

Når de nevnte randbetingelsene er benyttet vil hastighetspotensialet, ϕ , i et vilkårlig punkt i vannet ifølge Airys bølgeteori være [8]:

$$\phi = -\frac{Hg}{2\omega} \frac{\cosh k(z+d)}{\cosh kd} \sin(kx - \omega t) \quad , \quad (5.8)$$

Her er H bølgehøyden, d er gjennomsnittlig vanndybde, $k = 2\pi/L$ og $\omega = 2\pi/T$. Som vi kan se i ligning (5.8) beskriver denne teorien opp til den gjennomsnittlige vanndybden, d . Den tar ikke hensyn til bølgens varierende overflatehøyde, η , og er derfor en teori som kun har tilfredsstillende nøyaktighet hvis bølgehøyden er veldig liten i forhold til vanndybden. Ligning (5.8) tilfredsstiller rand-

betingelsene 1, 4 og 5 nevnt ovenfor eksakt, men bare lineariserte versjoner av randbetingelsene 2 og 3.

Vannpartikkelhastigheten i horisontal og vertikal retning blir da henholdsvis:

$$\begin{aligned} u_w &= - \left(\frac{\partial \phi}{\partial x} \right) = \frac{H g k}{2\omega} \frac{\cosh k(z+d)}{\cosh kd} \cos(kx - \omega t) \\ &= \frac{H \omega}{2} \frac{\cosh k(z+d)}{\sinh kd} \cos(kx - \omega t) \end{aligned} \quad (5.9)$$

$$\begin{aligned} w_w &= - \left(\frac{\partial \phi}{\partial z} \right) = \frac{H g k}{2\omega} \frac{\sinh k(z+d)}{\cosh kd} \sin(kx - \omega t) \\ &= \frac{H \omega}{2} \frac{\sinh k(z+d)}{\sinh kd} \sin(kx - \omega t) \end{aligned} \quad (5.10)$$

5.1.3 Ikke-lineære teorier

Hvis bølgehøyden og bølgelengden er store i forhold til vanndybden, vil den lineære bølgeteorien bli for unøyaktig i disse tilfellene, og det vil da være bedre å bruke en ikke-lineær teori.

Deans strømfunksjonsteori

Deans strømfunksjonsteori er en videreutvikling av den lineære Airy-teorien, der det legges til en harmonisk rekkeutvikling til uttrykket for hastighetspotensialet. Dette gjør at denne teorien tilfredsstiller alle randbetingelsene ved den frie overflaten uten å måtte ta i bruk linearisering [8]. Deans strømfunksjonsteori bruker en parameter kalt strømfunksjon, ψ . Vannpartiklenes vei gjennom bølgene betegnes som strømlinjer. Langs hver av disse strømlinjene er strømfunksjonene konstant. Strømfunksjonens gradient normalt på strømlinjene er proporsjonal med den lokale partikkelhastigheten. Det vil si, $u_w = -\partial\psi/\partial z$ og $w_w = \partial\psi/\partial x$. For Airys bølgeteori vil strømfunksjonen være [8]

$$\psi = - \frac{H g}{2\omega} \frac{\sinh k(z+d)}{\cosh kd} \cos(kx - \omega t) \quad . \quad (5.11)$$

Ligning (5.11) viser definisjonen på strømlinjene i en fast referanseramme. Det

er vanlig å definere strømlinjene med hensyn på en bevegelig referanseramme som har samme hastighet som bølgens hastighet. Dette blir gjort ved å sette inn en konstant, C , som er lik forholdet mellom bølgelengden og bølgeperioden [8]:

$$\bar{\psi} = Cz - \frac{Hg}{2\omega} \frac{\sinh k(z+d)}{\cosh kd} \cos(kx) . \quad (5.12)$$

Ligning (5.12) er strømfunksjonen for Airy-bølger med bevegelig referanseramme. Da Airys bølgeteori kun kan brukes ved regulære bølger ved stor havdybde vil denne ligningen bli unøyaktig om bølgehøyden er stor relativt til vann dybden. Deans strømfunksjon, som kan brukes i både store og små havdybder, er definert med hensyn på samme bevegelige referanseramme og er gitt som [8]

$$\bar{\psi} = Cz + \sum_{n=1}^N X_n \sinh nk(z+d) \cos(nkx) , \quad (5.13)$$

hvor X_n er en koeffisient. Ved å bruke ligning (5.13) kan vi finne vannpartiklenes hastighet i henholdvis horisontal og vertikal retning. Disse er [8]

$$u_w = -\frac{\partial \bar{\psi}}{\partial z} = -C - \sum_{n=1}^N nk X_n \cosh nk(z+d) \cos(nkx) \quad (5.14)$$

$$w_w = \frac{\partial \bar{\psi}}{\partial x} = - \sum_{n=1}^N nk X_n \sinh nk(z+d) \sin(nkx) . \quad (5.15)$$

5.2 Bølgelaster

Bølgelastens påvirkning på konstruksjoner til havs er avhengig av kriterier som konstruksjonens form, størrelse og overflateruhet [8]. Bølgelaster kan bli betydelige i lastbildet og være hovedårsaken til tidlig utmattelse av konstruksjonen. De kan også føre til resonanstilfeller i konstruksjonen, og det er derfor viktig å ha kunnskap om analyse av bølgedata, finne rett beregningsmetode og dimensjonere ut i fra disse. Morisons ligning og panelmetoden er to metoder som kan brukes, individuelt eller som en kombinasjon, for å beregne hydrodynamiske krefter på en konstruksjon [33]. Riktig anvendelse av de to metodene avhenger av forholdet mellom diameteren på konstruksjonen og bølgenes lengde, samt om

konstruksjonen er bunnfast eller flytende.

5.2.1 Morisons ligning

Morisons ligning er egnet for slanke konstruksjoner hvor diameteren til konstruksjonen er liten i forhold til bølgelengden [19]. For at denne ligningen skal kunne brukes antas det at konstruksjonen ikke har noen effekt på bølgene. Det vil si at akselerasjonen til vannet ikke endrer seg vesentlig når det passerer konstruksjonsdelen. DNVs anbefalinger [16] sier at Morisons ligning kan brukes hvis $D < 0,2\lambda$, hvor D er karakteristisk diameter på konstruksjonen ved vannets overflatenivå og λ er bølgelengden. Morisons ligning for bunnfaste sylindriske konstruksjoner beskriver bølgelasten i to ledd. Den ene, F_D , er dragkraften og den andre, F_M , er treghets-/massekraften, også kalt Froude-Krylov-leddet¹ [19],

$$dF = dF_D + dF_M = \frac{1}{2}\rho C_D D |u_w| u_w dz + \rho \frac{\pi D^2}{4} C_M \frac{\partial u_w}{\partial t} dz, \quad (5.16)$$

hvor

- dF er kraften per infinitesimal lengde på den nedsenkede konstruksjonsdelen (z)
- C_D er dragkoeffisienten
- ρ er vannets massetetthet
- D er diameteren til den nedsenkede konstruksjonsdelen
- u_w er den horisontale bølgeinduserte vannpartikkelhastigheten
- C_M er treghets-/masse-koeffisient
- $\partial u_w / \partial t$ er den horisontale bølgeinduserte vannpartikkelakselerasjonen
- dz er infinitesimal lengde i z -retning (langs konstruksjonens lengdeakse).

Det er to ulike krav som må oppfylles for at Morisons ligning skal kunne gi en god nok beskrivelse av bølgelasten.

1. Bølgene antas å ikke bryte, da Morisons ligning ikke tar med slagkrefter [3]

¹Froude-Krylov-kraften er definert som $F_{FK} = \rho V \partial u / \partial t$

2. Konstruksjonen har ikke noen vesentlig effekt på bølgene som passerer [8]

Ligning (5.16) beskriver kraften på den nedsenkede konstruksjonsdelen per infinitesimal lengde. For å få det totale kraftbildet fra bølgene må vi derfor integrere over hele den nedsenkede delen. På grunn av bølgene vil z variere i lengde over tid, og vi må integrere fra $-d$ opp til det tidsavhengige overflatenivået $\eta(t)$ [15],

$$F(t) = \int_{-d}^{\eta(t)} F_D(z, t) dz + \int_{-d}^{\eta(t)} F_M(z, t) dz \quad . \quad (5.17)$$

De empiriske drag- og treghetskoeffisientene, C_D og C_M , er avhengig av følgende strømningsparametere [16],

- Reynolds tall, R_e
- Overflateruheten til konstruksjonen, Δ
- Keulegan-Carpenters tall, K_C

Reynolds tall

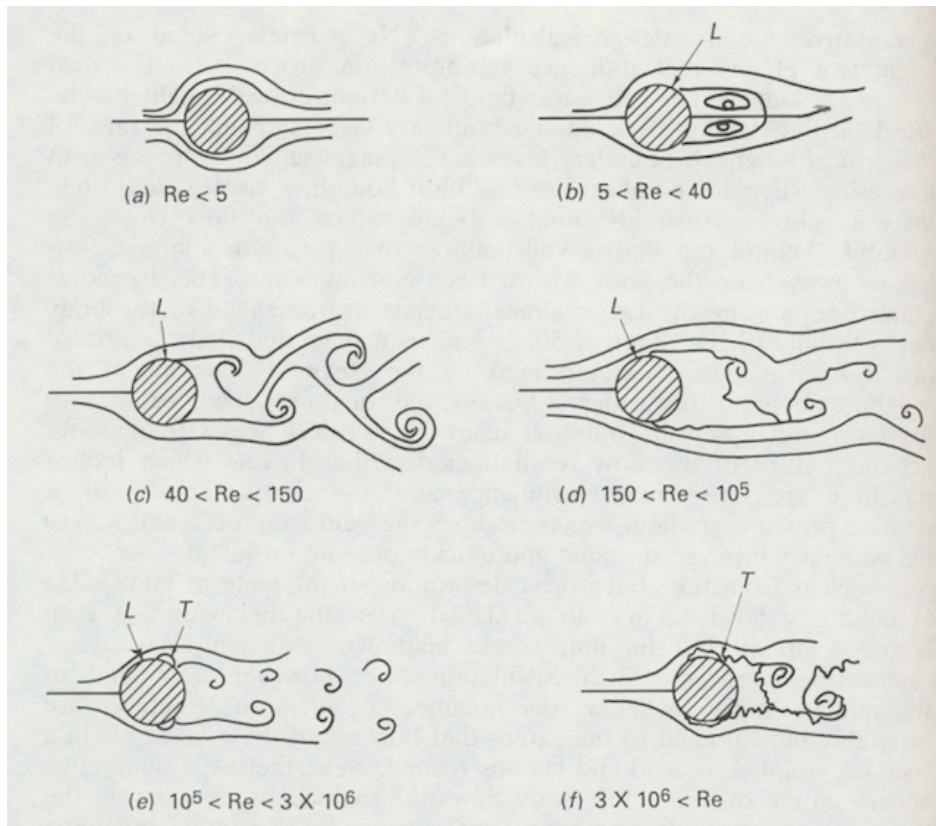
Reynolds tall er en dimensjonsløs verdi som gir et mål på strømningsforholdene rundt en sylindrisk konstruksjon, og er, for vannstrømningsforhold, definert som

$$R_e = \frac{u \cdot D}{\nu} \quad , \quad (5.18)$$

der u er karakteristisk fri strømningshastighet for vann, D er diameteren til konstruksjonssylinderen og ν er vannets kinematiske viskositet² [19].

Strømningsforhold som tilsvarer et Reynoldstall mindre enn 5 har et fullt laminært strømningsbilde, og kalles Stokes strømming eller krepstrømming, se delfigur a) i figur 5.4 på neste side. Denne strømmingen er av liten praktisk betydning siden den gjelder for enten veldig små sylinderdiametere eller veldig lave strømningshastigheter [39]. Når Reynoldstallet ligger mellom 5 - 40, starter en laminær separasjon av strømmingen rundt sylinderkonstruksjonen ved punktet L , se delfigur b), og to lukkede virvelstrømmer dannes på baksiden.

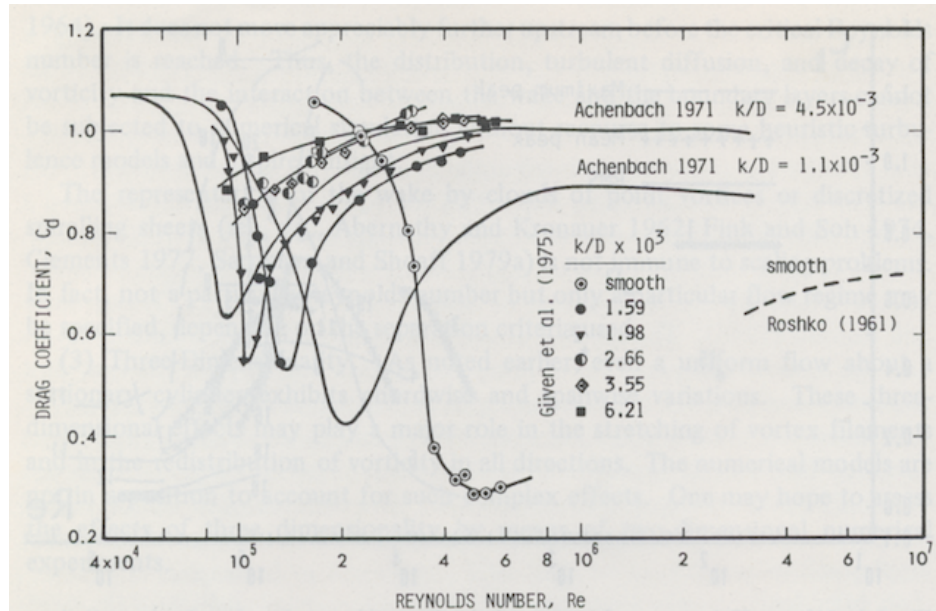
²Vannets viskositet varierer ved ulike temperaturer og saltinnhold.



Figur 5.4: Illustrasjon på strømningsforholdene ved ulike Reynoldstall. L og T viser henholdsvis laminær og turbulent separasjonspunkt ved grensesjiktet mellom strømning og konstruksjon. Hentet fra Dynamics of offshore structures [39].

Ved Reynoldstall mellom 40 - 150, delfigur c), vil forstyrrelser fra sylinderekonstruksjonen på fluidstrømningen øke i intensitet og det kan sees at velutviklede virvler har oppstått bak konstruksjonen. Disse kalles Karman-virvler [39]. Separasjonen av strømningen rundt sylinderekonstruksjonen er fortsatt laminær. Reynoldstall mellom 150 - $1 \cdot 10^5$, delfigur d), har samme strømningsforhold som foregående, men virvlene bak konstruksjonen blir turbulente. Ved Reynoldstall mellom $1 \cdot 10^5$ - $3 \cdot 10^6$, delfigur e), er strømningsforholdene bak sylinderekonstruksjonen fullt ut turbulente. På konstruksjonen er det laminære separasjonspunktet, *L*, etterfulgt av et område hvor strømningen igjen følger konstruksjonens ytterkant før et turbulent separasjonspunkt, *T*, oppstår. På grunn av dette fenomenet har det turbulente separasjonspunktet en høyere kinetisk energi som kan opprettholde en større trykkstigning ettersom strømningen deselererer over sylinderekonstruksjonens bakside. Dette gjør at bredden på strømningen bak konstruksjonen blir mindre, og dermed minker dragkraften slik at dragkoeffisienten, C_D i ligning (5.16), faller dramatisk [39]. Dette fallet vises som graf i figur 5.5

[41]. I figur 5.5 faller C_D her ved Reynoldstall mellom $1 \cdot 10^5$ og $1 \cdot 10^6$.³ Ved Reynoldstall høyere enn $3 \cdot 10^6$, delfigur f) i figur 5.4 på forrige side, vil hele strømningsbildet på baksiden av konstruksjonen være fullt turbulent.



Figur 5.5: Her er C_D plottet som funksjon av Re ved ulike overflateruheter. Hentet fra Mechanics of Wave Forces on Offshore Structures [41].

Vanligvis blir strømningsforholdene definert i tre ulike kategorier: subkritisk-, superkritisk- og transkritisk strømning [21]. Tabell 5.1 viser området de ulike strømningskategoriene er i forhold til Reynolds tall [21].

Tabell 5.1: Strømningskategoriene med tilhørende Reynoldstall.

Kategori	Reynolds tall, Re
Subkritisk	$Re < 1 \times 10^5$
Superkritisk	$1 \times 10^5 < Re < 3 \times 10^6$
Transkritisk	$Re > 3 \times 10^6$

Hvis vi sammenligner de ulike kategoriene med figur 5.4 på forrige side vil vi se at den subkritiske kategorien er kategorien hvor strømningsforholdene ikke har noen turbulent separasjonspunkt rundt konstruksjonen, den superkritiske kategorien er når det er en overgang mellom laminær og turbulent strømning rundt konstruksjonen og den transkritiske kategorien er når det er kun turbulent

³Reynoldstall varierer ofte i ulike tekster. Denne variasjonen kommer av at Re er avhengig av flere parametre som overflateruhet til konstruksjonen, strømningshastighet og vannets kinematiske viskositet.

strømning. En offshore vindturbin vil for det meste ligge i enten øvre sjikt av superkritisk område eller i transkritisk område, $R_e > 1 \cdot 10^6$. I disse områdene vil ikke C_D være påvirket av R_e [8].

Overflateruheten til konstruksjonen

Den dimensjonsløse overflateruheten, Δ , er definert som

$$\Delta = k/D \quad , \quad (5.19)$$

der k er overflateruhetens størrelse og D er diameter på sylinderkonstruksjonen. DNV [16] har oppgitt verdier av k for typisk brukte materialer, se tabell 5.2.

Tabell 5.2: Typiske verdier for k ved forskjellige materialer, hentet fra DNVs anbefalinger [16]

Materiale	k (i meter)
Stål, umalt	5×10^{-5}
Stål, malt	5×10^{-6}
Stål, høyt korrodert	3×10^{-3}
Betong	3×10^{-3}
Marine vekster	$5 \times 10^{-3} - 5 \times 10^{-2}$

Keulegan-Carpenters tall

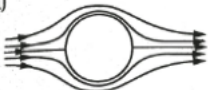


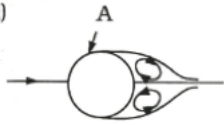

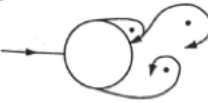
Keulegan-Carpenters tall, K_C , beskriver stabiliteten til en strømning og er definert som [16]

$$K_C = \frac{v_m \cdot T}{D} \quad , \quad (5.20)$$

der v_m er maksimal orbital vannpartikkelhastighet, T er bølgeperioden og D er diameter på sylinderkonstruksjonen. I figur 5.6 på neste side er det illustrert ulike strømninger rundt en sylinderkonstruksjon og tilhørende størrelsesområder for K_C [42]. For harmoniske bølger kan K_C skrives som [16]

$$K_C = \frac{2\pi\eta_0}{D} \quad , \quad (5.21)$$

der η_0 er amplituden til strømningsvingningene.

a)		No separation. Creeping (laminar) flow.	$KC < 1.1$
b)		Separation with Honji vortices. See Figs. 3.3 and 3.4	$1.1 < KC < 1.6$
c)		A pair of symmetric vortices	$1.6 < KC < 2.1$
d)		A pair of symmetric vortices. Turbulence over the cylinder surface (A).	$2.1 < KC < 4$
e)		A pair of asymmetric vortices	$4 < KC < 7$
f)		Vortex shedding	$7 < KC$ Shedding regimes

Figur 5.6: Strømninger rundt en sylinderkonstruksjon med tilhørende størrelsesområder for KC -tallet. Hentet fra Hydrodynamics around cylindrical structures [42].

Strømningsparametrenes effekt på C_D og C_M

Hvis $Re > 1 \cdot 10^6$, som den ofte er ved en offshore vindturbinkonstruksjon, kan det antas at denne parameteren ikke har noen påvirkning på dragkoeffisienten C_D . C_D kan da finnes ved hjelp av K_C og Δ [16]:

$$C_D = C_{DS}(\Delta) \cdot \Psi(K_C) , \quad (5.22)$$

hvor $C_{DS}(\Delta)$ er dragkoeffisienten for stabil strømning med hensyn på Δ , og $\Psi(K_C)$ er bølgeforsterkningsfaktoren med hensyn på K_C . Disse parametrene kan beskrives som [16] :

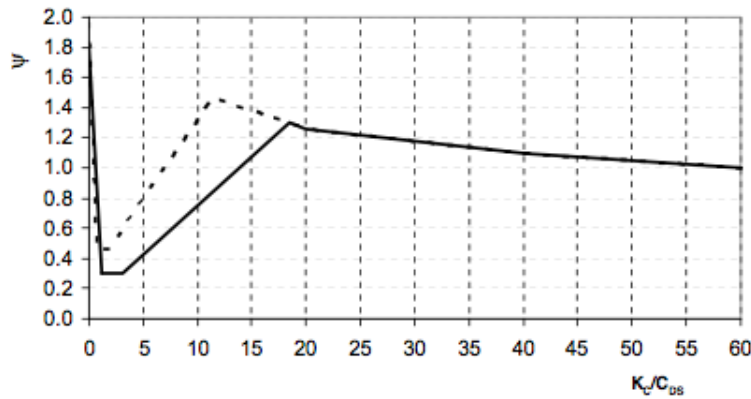
$$C_{DS}(\Delta) = \begin{cases} 0,65 & ; \Delta < 10^{-4} & \text{(glatt overflate)} \\ (29 + 4 \cdot \log_{10}(\Delta))/20 & ; 10^{-4} < \Delta < 10^{-2} \\ 1,05 & ; \Delta > 10^{-2} & \text{(ru overflate)} \end{cases} \quad (5.23)$$

$$\Psi(K_C) = \begin{cases} C_\pi + 0,10(K_C - 12) & ; 2 \leq K_C < 12 \\ C_\pi - 1,00 & ; 0,75 \leq K_C < 2 \\ C_\pi - 1,00 - 2,00(K_C - 0,75) & ; K_C \leq 0,75 \end{cases} \quad (5.24)$$

I ligning (5.24) er det satt inn en faktor, C_π . Denne faktoren relaterer K_C til C_{DS} , og kan finnes ved [16]:

$$C_\pi = 1,50 - 0,024 \cdot (12/C_{DS} - 10) \quad . \quad (5.25)$$

Merk at ligning (5.24) kun kan brukes ved lave K_C -tall ($K_C < 12$). Figur 5.7 viser to ulike grafer, der den heltrukne linjen tilsvarende glatt overflateruhet og $C_{DS} = 0,65$, mens den prikkede linjen tilsvarende en ru overflateruhet og $C_{DS} = 1,05$. For mellomliggende overflateruhet kan det brukes interpolasjon mellom linjene.



Figur 5.7: Forholdet mellom Ψ , og K_C/C_{DS} . Heltrukken linje tilsvarende glatt overflate og $C_{DS} = 0,65$, mens prikket linje tilsvarende en ru overflate og $C_{DS} = 1,05$. Hentet fra DNV-RP-C205 [16].

Tregheitskoeffisienten, C_M , kan finnes ved hjelp av K_C -tallet og C_{DS} , og kan uttrykkes som [15] :

$$C_M = \begin{cases} 2, 0 & ; K_C < 3 \\ \text{Max}\{2, 0 - 0,044(K_C - 3); 1, 6 - (C_{DS} - 0,65)\} & ; K_C > 3 \end{cases} \quad (5.26)$$

5.2.2 Morisons ligning for flytende konstruksjoner

Morisons ligning var opprinnelig utviklet for bunnfaste offshorekonstruksjoner, men kan bli utvidet slik at den også gjelder for flytende konstruksjoner [19]. Hvis vi ser for oss en vertikal sylinder og betegner den horisontale stivlegemebevegelsen som η_1 , kan vi skrive den horisontale kraften på en infinitesimal lengde, dz , av sylindere som [19]

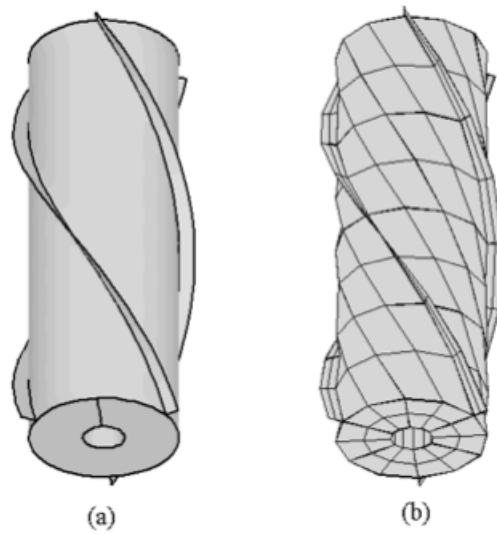
$$\begin{aligned} dF_{(flytende)} = & \frac{1}{2} \rho C_D D \left| \left(u_w - \frac{\partial \eta_1}{\partial t} \right) \right| \left(u_w - \frac{\partial \eta_1}{\partial t} \right) dz \\ & + \rho \frac{\pi D^2}{4} C_M \frac{\partial u_w}{\partial t} dz \\ & - \rho C_A \frac{\pi D^2}{4} \frac{\partial^2 \eta_1}{\partial t^2} dz , \end{aligned} \quad (5.27)$$

hvor $C_A = (C_M - 1)$ er den adderte massekoeffisienten, $\partial \eta_1 / \partial t$ den horisontale stivlegemehastigheten og $\partial^2 \eta_1 / \partial t^2$ den horisontale stivlegemeakselerasjonen. Det siste leddet i ligning (5.27) kalles den adderte masse-effekten. Legg merke til at det 2. ledd, Froude-Krylov-leddet, er basert på $\partial u_w / \partial t$ og ikke $(\partial u_w / \partial t - \partial^2 \eta_1 / \partial t^2)$ da denne kraften assosieres kun med vannets akselerasjon og ikke relativt til stivlegemets akselerasjon [42].

5.2.3 Panelmetoden

For konstruksjoner med store diametere, $D > 0,2\lambda$, må vi ta hensyn til diffraksjon [16]. Med diffraksjon menes at konstruksjonen, i motsetning til antagelsen for å bruke Morisons ligning, har en betydelig effekt på bølgene som passerer. Panelmetoden er en mye brukt metode for å beregne bølgelaster på en konstruksjon med stor diameter. Denne metoden er en form av Greens teorem og var tidligere mest tenkt for teoretisk interesse. Hess og Smith videreutviklet panelmetoden og demonstrerte dens gyldighet for tre-dimensjonale legemer i ubegrensede væske-

domener [36]. Denne metoden kalles lavere-ordens panelmetode. Hovedpunktene i metoden er å dele opp overflaten til den nedsenkede konstruksjonen i mange små paneler, sette på riktig trykk fra væskepartiklene på hver av panelene, og integrere over hele konstruksjonen, se figur 5.8. For grundigere forklaring av panelmetoden anbefales Calculation of Nonlifting Potential Flow about Arbitrary Three-dimensional Bodies [22].



Figur 5.8: Illustrasjon av panelmetoden, hentet fra Computation of Wave Effects Using the Panel Method [36].

Kapittel 6

Dynamisk respons av konstruksjoner

6.1 Innledning

Dette kapittelet forklarer områder som er viktige med tanke på dynamisk respons av en vindturbin. Rapporten vil også ta for seg en overordnet beskrivelse av dynamiske likevektslikninger for idealiserte tårnkonstruksjoner, både bunnfaste og flytende.

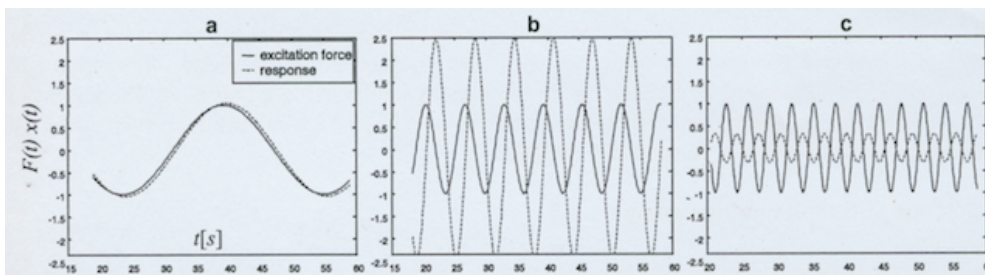
Det er to typer karakteristikk av respons i en konstruksjon: den naturlige frekvensen, ω_n , og forskyvningen, $u(t)$, eller rotasjonen, $\theta(t)$, i tidsplan. Frekvensplanet til en offshorekonstruksjon kan være viktig å undersøke, da offshorekonstruksjoner som er plassert i vann, med vanndybde dypere enn 70 meter, generelt har sin naturlige frekvens i et område hvor den forventede bølgefrequensen ligger [48]. Dette kan føre til at levetiden til konstruksjonen blir kraftig redusert på grunn av strukturell resonans.

Hvis et system blir påført en harmonisk last vil amplituden og fasevinkelen til den resulterende forskyvningen være avhengig av lastens frekvens. Vi kan dele responsen inn i tre kategorier som sier noe om forholdet mellom systemets egenfrekvens og påført lastfrekvens [44]:

- Kvasi-statisk respons
- Resonans

- Treghetsdominert respons.

Kvasi-statisk respons skjer når den påførte lastfrekvensen er mye mindre enn systemets egenfrekvens. Som vi kan se i figur 6.1, delfigur a), vil systemets forskyvning følge den tidsvarierte lasten som om lasten skulle vært statisk. Resonans, delfigur b), oppstår hvis egenfrekvensen til systemet ligger i samme område som den ytre lasten. I treghetsdominert respons, delfigur c), er lastfrekvensen mye høyere enn systemets egenfrekvens. Systemet rekker ikke å reagere på lastens frekvens og utslaget blir lite.



Figur 6.1: a) Kvasi-statisk respons b) Resonans c) Treghetsdominert respons. Hentet fra Offshore Wind Power [44].

6.2 Design av offshore vindturbiner

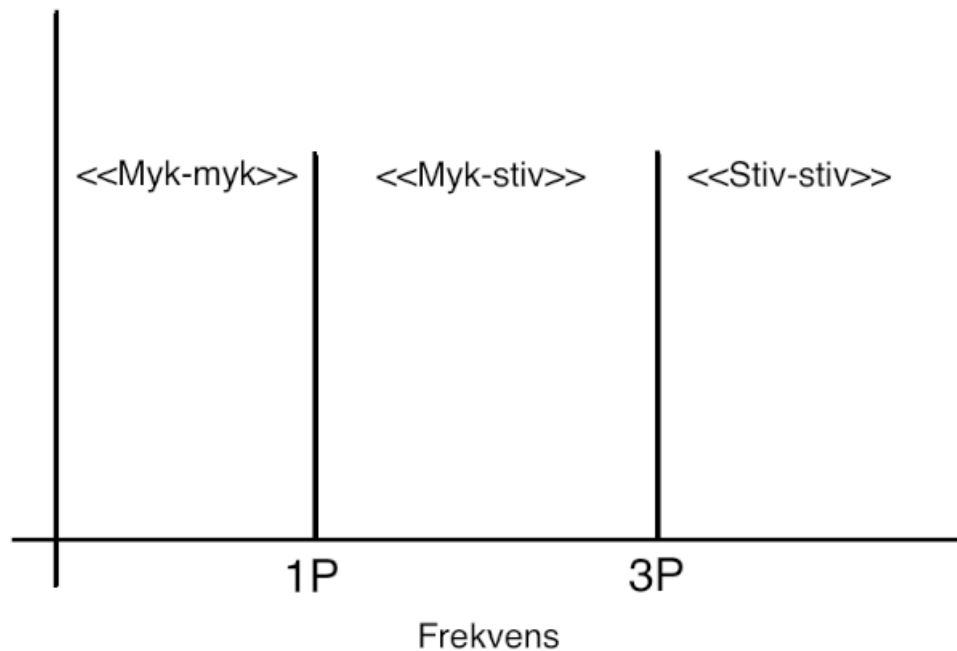
For at en offshore vindturbin skal være en levedyktig konkurrent i produksjon av energi må den kunne være en pålitelig energiprodusent, operere hele dens forventede levetid, og være kostnadseffektiv. Det betyr at en vindturbin ikke bare må være funksjonell med tanke på å få ut mest mulig energi fra vinden, men også robust nok til å kunne motstå de ulike lastene den blir påført, samt ha et design hvor kostnadene ikke overgår verdien av energi den produserer [25].

En vindturbin har to dominerende vibrasjonskilder under operasjonell tilstand: rotorens rotasjonsfrekvens, $1P$, og bladenes passeringsfrekvens, nP , der n er antall rotorblader [5]. For å unngå resonans i vindturbinkonstruksjoner er det vanlig å designe konstruksjonen slik at vindturbinens ulike egenfrekvenser ikke sammenfaller med rotorens rotasjonsfrekvens ($1P$) eller bladenes passeringsfrekvens med hensyn til tårnet ($3P$ for vindturbin med tre blader). For å unngå at vindturbinens egenfrekvenser sammenfaller med disse rotor-frekvensene er det vanlig å designe konstruksjonen slik at vindturbinens egenfrekvenser enten ligger under $1P$ og $3P$, mellom $1P$ og $3P$, eller over $1P$ og $3P$. Dette utgjør tre

mulige intervaller:

- En konstruksjon med liten stivhet hvor den første naturlige frekvensen ligger under 1P kalles en «myk-myk»-konstruksjon.
- En konstruksjon hvor den første naturlige frekvensen ligger mellom 1P og 3P kalles en «myk-stiv»-konstruksjon.
- En konstruksjon med høy stivhet hvor den første naturlige frekvensen ligger over 3P kalles en «stiv-stiv»-konstruksjon.

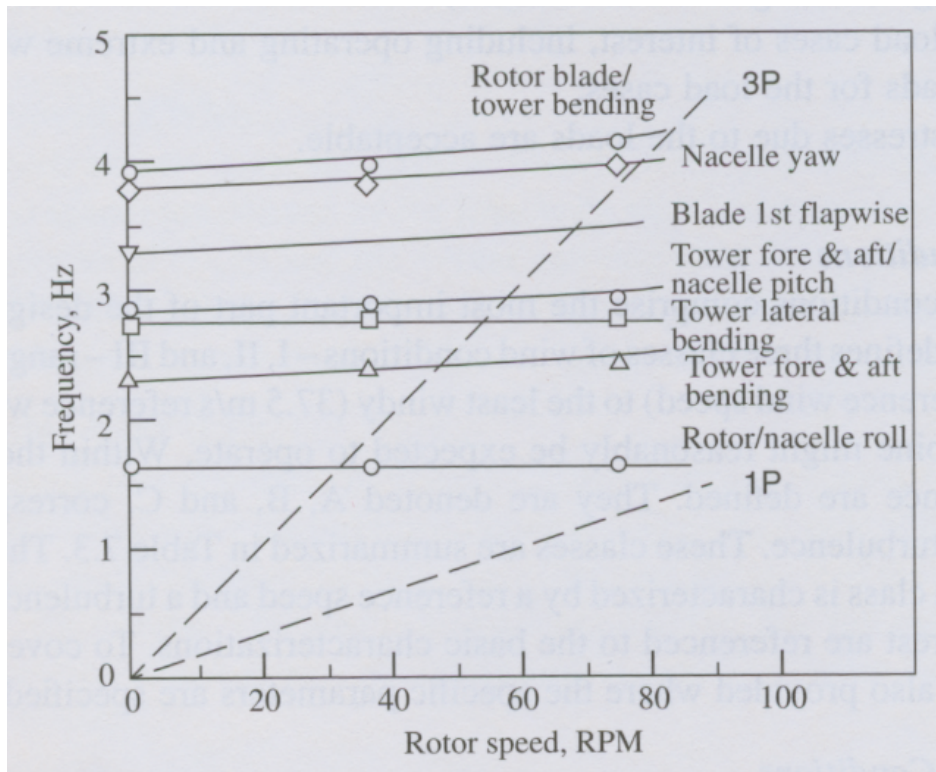
Figur 6.2 illustrerer frekvensområdene til de ulike konstruksjonskategoriene.



Figur 6.2: Frekvensintervaller for en tre-bladet vindturbin med konstant rotasjonshastighet.

Én måte å fastsette problematiske resonansområder på er å bruke et Campbell-diagram. Et Campbelldiagram viser forholdet mellom de viktigste egenfrekvensene til vindturbinen og rotorfrekvensene ved ulike rotorhastigheter, se figur 6.3 på neste side.

Figur 6.3 på neste side viser viktige egenfrekvenser til vindturbinen som en funksjon av rotorhastigheter. Overlagret ligger rotorfrekvensene, 1P og 3P, som



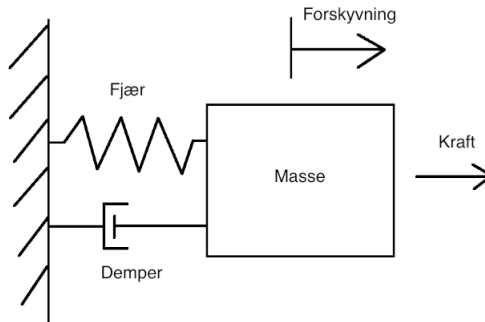
Figur 6.3: Eksempel på et Campbelldiagram for en vindturbin. Hentet fra Windenergy Explained [25].

en funksjon av rotorhastigheter. Der linjer krysser hverandre har vi resonansområder som bør unngås. Normalt er det kun nødvendig å se på intervallet mellom rotorens oppstartshastighet og designhastighet, da dette er intervallet der rotoren er i drift. Det er vanskelig å unngå helt at rotorrelaterte frekvenser sammenfaller med vindturbinens egenfrekvenser. Dette skjer gjerne ved oppstart eller nedstenging av turbinen [25]. Effekten av disse forholdene bør derfor vies ekstra oppmerksomhet.

6.3 Dynamisk respons

Når den dynamiske modellen for en offshorekonstruksjon er formulert, og lastbildet er identifisert, kan konstruksjonens respons beregnes ved hjelp av sin dynamiske likevektsligning. Den strukturelle dynamikken for en delseksjon av en vindturbins tårnkonstruksjon kan beskrives som et énfrihetsgradsystem (SDF) med masse, som er holdt igjen av en fjærkraft og en dempningskraft, se figur 6.4 på neste side. Hele tårnkonstruksjonen kan videre bli assemblert på en

egnet måte av koblede multifrihetsgradsystemer (MDF) [44].



Figur 6.4: System med masse, som er påvirket av ytre krefter, fjærkrefter og dempningskrefter.

Ved å ta utgangspunkt i Newtons 2. bevegelseslov, som sier at den totale kraften som påføres et system er lik produktet av massen og akselerasjonen til systemet, kan vi finne den dynamiske responsen. Hvis vi tar med fjærkrefter og dempningskrefter i denne bevegelsesloven vil den dynamiske likevektsligningen være [13]:

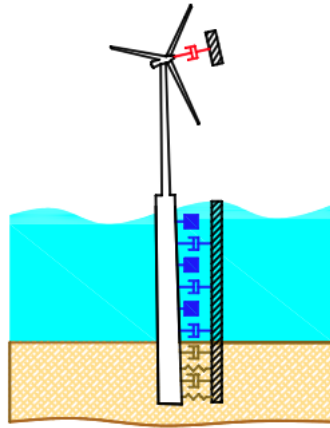
$$m\ddot{u} + c\dot{u} + ku = p(t) \quad , \quad (6.1)$$

der m , c og k er henholdsvis systemets masse, dempningskoeffisient og fjærkoeffisient. \ddot{u} , \dot{u} og u er henholdsvis systemets akselerasjon, hastighet og forskyvning, mens $p(t)$ er en ytre last som påføres systemet.

6.3.1 Dynamisk respons av bunnfaste konstruksjoner

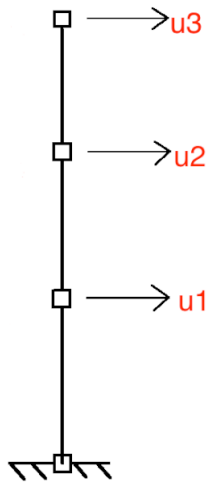
Konstruksjonen til en vindturbin vil variere i størrelse, samt påføres ulike ytre laster over hele høyden. Som et eksempel vil den nedsenkede konstruksjonsdelen ha ytre laster i form av bølge- og strømningslaster, mens konstruksjonsdelen over havnivået vil ha ytre laster i form av vindlaster. Dempningskreftene vil også variere på grunn av det ytre miljøet, mens masse og stivhet vil normalt variere på grunn av ulik sylinderdiameter over tårnhøyden. Figur 6.5 på neste side er en illustrasjon på hvordan en offshore vindturbin kan tenkes assemblert til et MDF-system.

Vindturbin-konstruksjonen kan deles inn i delseksjoner som sammenkobles ved



Figur 6.5: Illustrasjon av en offshore bunnfast vindturbin som er assemblert av ulike krefter og lumpet masse. Hentet fra [5].

nodepunkter, der nodeforskyvningene er frihetsgradene. Hvis vi neglisjerer aksialdeformasjoner og konsentrerer massen i nodepunktene vil et todimensjonalt MDF-system se ut som i figur 6.6.



Figur 6.6: Konstruksjon som er delt inn i tre søyledeler sammenkoblet ved nodepunkter og med lumpet masse. Dette todimensjonale MDF-systemet har 3 frihetsgrader (aksialdeformasjon er neglisjert).

Likevektsligningen for et todimensjonalt MDF-system vil være en matriseligning på formen [13]

$$\mathbf{m}\ddot{\mathbf{u}} + \mathbf{c}\dot{\mathbf{u}} + \mathbf{k}\mathbf{u} = \mathbf{p}(t) \quad , \quad (6.2)$$

der \mathbf{m} er massematrisen, som er en diagonalmatrise på grunn av den lumpede massen. \mathbf{c} og \mathbf{k} er henholdsvis dempnings- og stivhetsmatrisen, $\ddot{\mathbf{u}}$, $\dot{\mathbf{u}}$, og \mathbf{u} er kolonnevektorer av henholdsvis akselerasjonen, hastigheten og forskyvningen til systemet, og $\mathbf{p}(\mathbf{t})$ er kolonnevektor av ytre laster som er påført systemet. Størrelsen på matrisene avhenger av antall frihetsgrader på systemet. Hvis et system har N frihetsgrader vil masse- og stivhetsmatrisen være en $N \times N$ -matrise.

Naturlige frekvenser og svingemoder for bunnfaste konstruksjoner

Den naturlige frekvensen, ω_n , er svingningsfrekvensen til et system som ikke er påvirket av en ytre kraft. Hvis vi påfører systemet en kraft slik at den forskyves, og så tar vekk kraften, vil systemet svinge med sin naturlige frekvens rundt sin statiske likevektsposisjon, såkalt fri svingning. For å finne de naturlige frekvensene, og de tilhørende modeformene til et MDF-system, må vi derfor se på dette systemet under fri svingning:

$$\mathbf{m}\ddot{\mathbf{u}} + \mathbf{c}\dot{\mathbf{u}} + \mathbf{k}\mathbf{u} = \mathbf{0} \quad . \quad (6.3)$$

Den naturlige frekvensen er kun avhengig av stivheten og massen til systemet, $\omega_n = \sqrt{\frac{k}{m}}$, og vi kan da utelate dempningsleddet [13]:

$$\mathbf{m}\ddot{\mathbf{u}} + \mathbf{k}\mathbf{u} = \mathbf{0} \quad . \quad (6.4)$$

Den frie svingningen til et udempet system i én av sine naturlige svingemoder kan uttrykkes som [13]:

$$\mathbf{u}(t) = q_n(t)\phi_n \quad , \quad (6.5)$$

der q_n er en skalarmultiplikator og ϕ_n er den naturlige svingemoden. Den tids-avhengige variasjonen av forskyvningene kan beskrives av den harmoniske funksjonen [13]:

$$q_n(t) = A_n \cos \omega_n t + B_n \sin \omega_n t \quad , \quad (6.6)$$

hvor A_n og B_n er konstanter som kan bestemmes ut fra initialbetingelsene til systemet ($\mathbf{u} = \mathbf{u}(\mathbf{0})$ og $\dot{\mathbf{u}} = \dot{\mathbf{u}}(\mathbf{0})$). Hvis vi setter ligning (6.6) inn i ligning (6.5) vil vi få [13]:

$$\mathbf{u}(t) = \phi(A_n \cos \omega_n t + B_n \sin \omega_n t) \quad , \quad (6.7)$$

hvor ω_n og ϕ_n er ukjente. Hvis vi setter ligning (6.7) inn i ligning (6.4) vil vi til slutt få:

$$[-\omega_n^2 \mathbf{m} \phi_n + \mathbf{k} \phi] q_n(t) = \mathbf{0} \quad (6.8)$$

Ligning (6.8) kan bli tilfredsstilt på to måter. Den ene måten er når $q_n = 0$, noe som gir en triviell løsning. Det betyr med andre ord at det ikke er noen svingning i systemet, $\mathbf{u}(t) = \mathbf{0}$, og løsningen er uinteressant. Den andre måten er når $[-\omega_n^2 \mathbf{m} \phi_n + \mathbf{k} \phi] = \mathbf{0}$, noe som gir en ikke-triviell løsning. Denne ligningen kan omformuleres til [13]:

$$[\mathbf{k} - \omega_n^2 \mathbf{m}] \phi_n = \mathbf{0} \quad . \quad (6.9)$$

Ligning (6.9) kan ses på som et sett av N homogene algebraiske ligninger, hvor N bestemmes av antall frihetsgrader på systemet. Den ikke-trivielle løsningen til ligning (6.9) vil være [13]:

$$\det [\mathbf{k} - \omega_n^2 \mathbf{m}] = 0 \quad . \quad (6.10)$$

Ligning (6.10) kalles frekvensligningen [13], og vil gi N naturlige frekvenser når determinanten regnes ut. Videre kan svingemodene finnes ved å sette de tilhørende naturlige frekvensene inn i ligning (6.9).

6.3.2 Dynamisk respons av flytende konstruksjoner

Den dynamiske likevektsligningen for en flytende konstruksjon kan uttrykkes som [33]:

$$\begin{aligned} \mathbf{M}\ddot{\mathbf{u}} + \mathbf{C}\dot{\mathbf{u}} + \mathbf{D}_{hydro1}\dot{\mathbf{u}} + \mathbf{D}_{hydro2}\mathbf{g}_{hydro} \\ + \mathbf{D}_{aero1}\dot{\mathbf{u}} + \mathbf{D}_{aero2}\mathbf{g}_{aero} + \mathbf{K}\mathbf{u} = \mathbf{P}(\mathbf{t}, \mathbf{u}, \dot{\mathbf{u}}) \quad , \end{aligned} \quad (6.11)$$

hvor

$$\mathbf{M} = \mathbf{m} + \mathbf{A}(\omega) \quad , \quad (6.12)$$

- \mathbf{M} er den frekvensavhengige massematrisen
- \mathbf{m} er legemets massematrise
- $\mathbf{A}(\omega)$ er den frekvensavhengige adderte massematrisen
- \mathbf{C} er den frekvensavhengige potensielle dempningsmatrisen
- \mathbf{D}_{hydro1} er den lineære viskøse hydrodynamiske dempningsmatrisen
- \mathbf{D}_{hydro2} er den kvadratiske viskøse hydrodynamiske dempningsmatrisen
- \mathbf{D}_{aero1} er den lineære aerodynamiske dempningsmatrisen
- \mathbf{D}_{aero2} er den kvadratiske aerodynamiske dempningsmatrisen
- \mathbf{g}_{hydro} og \mathbf{g}_{aero} er vektorfunksjoner hvor hvert element er gitt som $g_i = \dot{x}_i|\dot{x}_i|$
- \mathbf{K} er den posisjonsavhengige hydrostatiske stivhetsmatrisen

og $\mathbf{P}(\mathbf{t}, \mathbf{u}, \dot{\mathbf{u}})$ er eksitasjonskrefter gitt som [33]:

$$\mathbf{P}(\mathbf{t}, \mathbf{u}, \dot{\mathbf{u}}) = \mathbf{P}_{Hydro} + \mathbf{P}_{Aero} + \mathbf{P}_{Kabelsystem} + \mathbf{P}_{Gravitasjon} + \dots \quad (6.13)$$

I ligning 6.13 kan alle ytre laster som naturlig oppstår i vindturbinens geografiske område tas med. Det vil si havstrømninger, jordskjelv, islaster og lignende.

Ligning 6.11 er en ligning som er vanskelig å løse, og som er ment for store konstruksjoner som skip, oljeplattformer og lignende, da disse er høyst frekvensavhengige. For flytende vindturbiner kan vi derimot anta at den potensielle

dempningen og adderte massen er frekvensuavhengig [33]. Vi vil da få en ligning som sammenfaller kravene til Morisons ligning:

$$\begin{aligned}
 &(\mathbf{m} + \mathbf{A})\ddot{\mathbf{u}} + \mathbf{D}_{hydro1}\dot{\mathbf{u}} + \mathbf{D}_{hydro2}\mathbf{g}_{hydro} \\
 &+ \mathbf{D}_{aero1}\dot{\mathbf{u}} + \mathbf{D}_{aero2}\mathbf{g}_{aero} + \mathbf{K}\mathbf{u} = \mathbf{P}(\mathbf{t}, \mathbf{u}, \dot{\mathbf{u}})
 \end{aligned} \tag{6.14}$$

Kapittel 7

Spesifikasjon av referanseturbin

7.1 NRELs 5 MW referansevindturbin

For analyseringen av de to ulike konsepttypene i denne rapporten, se oppgavebeskrivelsen i avsnitt 1.2, ble det valgt å ta utgangspunkt i en referanseturbin som er utviklet av National Renewable Energy Laboratory (NREL). NREL er et forskningsinstitutt i USA som er delfinansiert av det amerikanske energidepartementet (US Department of Energy), og er utelukkende dedikert til å fremme fornybar energi og energieffektivisering [26]. NREL utviklet spesifikasjoner på en referanseturbin, i størrelsesorden 5 MW, for at forskere og produsenter innen vindenergi hadde en standardisert og realistisk plattform for videre testing i konseptstudier av vindturbiner [26]. I tabell 7.1 på neste side er det listet opp noen av spesifikasjonene til referanseturbinen. Denne vindturbinen ble designet som en landbasert vindturbin. Det var derfor nødvendig å tilpasse referanseturbinen for offshore-bruk til analyseberegningene. Vi har brukt referanseturbinen, og dens spesifikasjoner, men modifisert fundamentkonstruksjonen etter hvilken type design vi analyserer. For ytterligere beskrivelse av referanseturbinen anbefales Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development [26].

Tabell 7.1: Beskrivelse av NRELs 5MW referanseturbin. Hentet fra Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development [26].

Størrelsesorden	5 MW
Rotor-orientering, Antall rotorblader	Oppstrøms, 3 stk
Kontrollering	Variabel hastighet
Drivverket	Trinnvis girboks
Tårnlengde	87,6 m
Sveipediameter, Navdiameter	126 m, 3 m
Navhøyde	90 m
Tårndiameter ved nav-høyde	3,87 m
Tårndiameter ved stillevannsnivå	6,0 m
Tårntykkelse ved nav-høyde	0,025 m
Tårntykkelse ved stillevannsnivå	0,035 m
Vindhastighet: Oppstart	3 m/s
Vindhastighet: Optimalisert	11,4 m/s
Vindhastighet: Nedstengning	25 m/s
Rotorens RPM: Oppstart, Optimalisert	6,9 rpm, 12,1 rpm
Rotorbladets optimaliserte tupphastighet	80 m/s
Nav-overheng, Aksehelning, Kjegleforming	5 m, 5°, 2,5°
Tårnmateriale	Stål
Stål E-modul	210 000 N/mm ²
Stål G-modul	80 800 N/mm ²
Massetetthet stål	8500 kg/m ³
Masse: rotor inkl. nav	110 000 kg
Masse: generatorhus	240 000 kg
Masse: tårn	347 460 kg
Massesenterets koordinater	-0,2 m, 0,0 m, 64,0 m

Del II

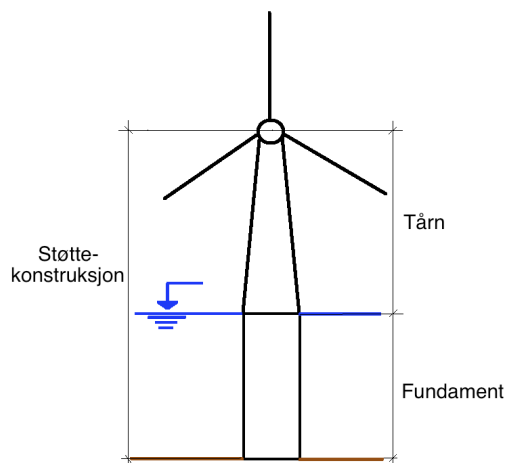
INDIVIDUELL DEL

Kapittel 8

Introduksjon

8.1 Beskrivelse av individuell del

Denne delen av masteroppgaven vil ta for seg analysering av dynamisk respons for to ulike offshore vindturbin-konsepter. Det ene konseptet er en bunnfast vindturbin med monopelfundament, og det andre er en flytende vindturbin med kjedelinjefortøyd rundholt (CMS) som fundament, se beskrivelse i avsnitt 2.2. Figur 8.1 viser de ulike delseksjonene i vindturbinen. Fundamentet er, i denne rapporten, delseksjonen som ligger under stillevannsnivå (SVN), mens tårnkonstruksjonen er delseksjonen som ligger over SVN. Den totale konstruksjonen (fundament + tårn) kalles støttekonstruksjon.



Figur 8.1: Skisse av støttekonstruksjonen, som består av fundament og tårn.

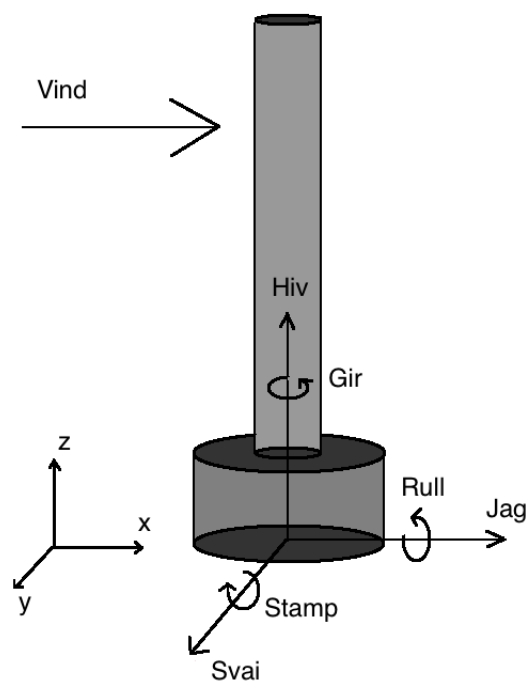
Designet på vindturbinene som ble analysert er tatt utgangspunkt i en referanseturbin som er utviklet av National Renewable Energy Laboratory (NREL). Dette er en vindturbin på størrelsesorden 5 MW, og er forklart nærmere i kapittel 7.

Videre i kapittel 8 beskrives koordinatsystemet som er brukt i forbindelse med analysen av vindturbinene. Kapittel 9 beskriver de ulike simuleringsverktøyene som ble brukt i analysen. Det blir også forklart nærmere hva disse programmene ble brukt til. Kapittel 10 beskriver de miljømessige forholdene som ble brukt i analysen. I kapittel 11 ligger analysen av den bunnfaste vindturbinen med monopel-fundament. Her er det studert relevansen av turbulent vindhastighet mot gjennomsnittlig vindhastighet. Det er også studert hva slags påvirkning bølgelaster har på konstruksjonen. Til sist er resultatene fra hovedanalysen lagt fram og diskutert. I kapittel 12 ligger analysen av den flytende «CMS»-vindturbinen. Først blir vindturbinens oppbygning gjennomgått, da det ble brukt en modell som passet referanseturbinen til NREL. Videre presenteres resultatene fra hovedanalysen og diskusjoner av disse. Det ble valgt å ikke ta med frekvensanalyse av «CMS»-vindturbinen. Grunnen til dette er på grunn av de ikke-lineære effektene fra forankringssystemet og den stokastiske havtilstanden. Da disse ikke ble linearisert var det kun mulig å få resultater fra tidsdomenet. I kapittel 13 vises en konklusjon av resultatene fra analysene, samt en diskusjon om videre forskning. I appendiks A og B, som finnes bakerst i rapporten, ligger ulike input-filer fra simuleringsprogrammene som ble brukt under analysen. Disse input-filene er laget av J. Jonkman et al. på oppdrag fra NWTTC. Kodingen i input-filene er tilpasset/endret for å passe til rapportens analysering.

8.2 Beskrivelse av koordinatsystem

Koordinatsystemet som er brukt i analysen er den samme som brukes i FEM-programmet FAST. I figur 8.2 på neste side vises de ulike frihetsgradene med navn på translasjonene og rotasjonene. Disse translasjonene og rotasjonene forholder seg til vindens hovedretning, og endrer seg tilsvarende hvis vindens hovedretning endrer seg.

x er definert som den horisontale koordinaten parallelt med vindens hovedretning. Positiv x er med vindretningen. y er definert som den horisontale retningen normalt på vindens hovedretning. z er definert som den vertikale retningen, hvor positiv z er oppover. Forskyvning i x -, y - og z -retning er kalt henholdsvis «jag», «svai» og «hiv». Rotasjonene rundt x -, y - og z -aksen er kalt henholdsvis «rull», «stamp» og «gir». Tabell 8.1 gir et sammendrag av navnene på frihetsgradene som er brukt i rapporten.



Figur 8.2: Koordinatsystemet som brukes i analysen.

Tabell 8.1: Navn på vindturbinens frihetsgrader.

Jag	Forskyvningen parallelt med vindretningen.
Svai	Forskyvningen normalt på vindretningen.
Hiv	Forskyvningen vertikalt oppover.
Rull	Rotasjonen rundt x-aksen.
Stamp	Rotasjonen rundt y-aksen.
Gir	Rotasjonen rundt z-aksen.

Kapittel 9

Simuleringsverktøy

9.1 Innledning

I analysen av de to vindturbinkonseptene ble det brukt flere programmer som hver ble brukt i sitt egnede bruksområde. FEM-programmet FAST ble brukt som hovedprogram, og de andre programmene ble enten brukt som preprosessor (simulering av miljømessige forhold), som vindlast- og bølgelast-simulator integrert i FAST, eller som postprosessor (frekvensanalyser).

9.2 FAST

FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence) er utviklet av National Wind Technology Center (NWTC) og er en omfattende aero-elastisk simulator som kan beregne både ekstremlaster og utmattingslaster for trebladede horisontalaksede vindturbiner [10]. FAST har to ulike analyseringsformer. Den første analysen er tidssimulering for beregninger av vindturbinens strukturelle respons i tidsplan. Den andre analysen, kalt «linearization» er i frekvensplanet og utvikler matriser for eigen-analyser. FAST har ikke noe grafisk brukergrensesnitt, og programmet starter analysen ved hjelp av en hovedfil og flere inputfiler som definerer ulike deler av vindturbinen. FAST modellerer vindturbinen som en kombinasjon av stive og fleksible delstrukturer, der rotorbladene, tårnet og drivakselen er fleksible delstrukturer, og jorden, maskinhuset og navet er stive delstrukturer. Output-filer fra programmet kan brukes i videre analyser i mer omfattende FEM-programmer, som MSC ADAMS.

9.3 AeroDyn og HydroDyn

AeroDyn er en aerodynamisk simulator som beregner vindlaster på horisontalak-sede vindturbiner, og som kan brukes enten som et «stand-alone»-program, eller sammen med for eksempel FAST. Den aerodynamiske modellen i AeroDyn er en detaljert analyse som inkluderer bladelement- og momentumteori, dynamisk stall og «dynamic inflow»-teori [9].

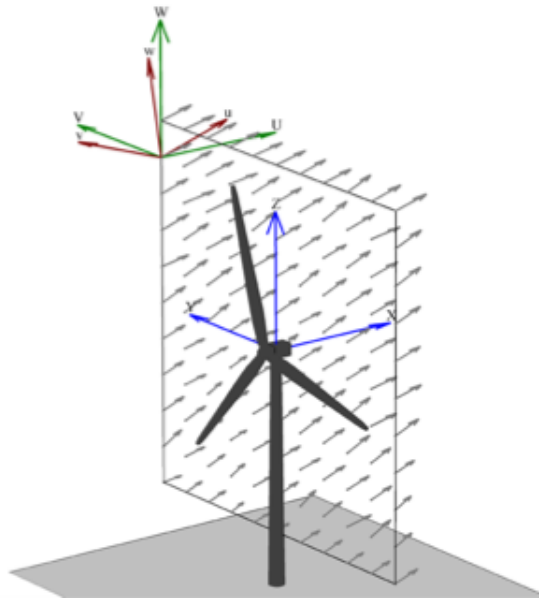
HydroDyn er et program som per dags dato kun er et integrert delprogram i den nyeste versjonen av FAST. HydroDyn kan brukes for regulære og irregulære lineære bølger og havstrømninger, og bruker Morisons ligning for å beregne bølgelaster. Det finnes til nå liten informasjon og dokumentasjon på dette programmet. J. Jonkman har testet ut programmet under analyse av en flytende vindturbin og gir noe informasjon i hans rapport : Dynamics Modelling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine [30].

9.4 TurbSim

TurbSim er en vindsimulator som genererer et stokastisk turbulent vindfelt fra egendefinerte vindkriterier, og er brukt som preprosessor til for eksempel FAST [12]. Den bruker en statistikkbasert modell, i motsetning til fysikkbasert, for numerisk simulering av tidsserier av trekomponent vindhastighetsvektorer i et todimensjonalt vertikalt rutenett. TurbSim lager først et vindspekter fra en definert vindhastighet, for så å bruke invers Fouriertransformasjon til å produsere tidsserier. Da TurbSim bruker samme FORTRAN-koding som FAST-programmene, er det enkelt å plassere rutenettet (som produseres i TurbSim), ved rotorskivens tverrsnittsareal, og langs tårnet (som produseres i FAST), se figur 9.1 på neste side.

9.5 Matlab

Matlab er et matematikkprogram, utviklet av MathWorks[®] for numerisk data-behandling. Dette kan være plotting av funksjoner og data, opprette og manipulere matriser, implementere algoritmer og annet. Matlab ble i denne rapporten brukt for plotting av grafer og diagrammer.



Figur 9.1: Rutenett plassert på rotorskivens tverrsnittareal. Hentet fra TurbSim Users Guide [29].

9.6 MCrunch

MCrunch er en Matlab-basert postprossessor for dataanalyse av vindturbiner og er utviklet av National Wind Technology Center (NWTC). Den består av flere Matlabscripts som genererer ulike tids- og frekvensresultater fra en output-fil fra FAST. MCrunch kan lage tidsseriegrafer, statistisk data, sannsynlighetstetthetsgrafer, spektraltetthetsgrafer og utmattingsanalyser. MCrunch er, i skrivende stund, ikke offisielt utgitt, men det finnes en alpha-versjon for testing [11].

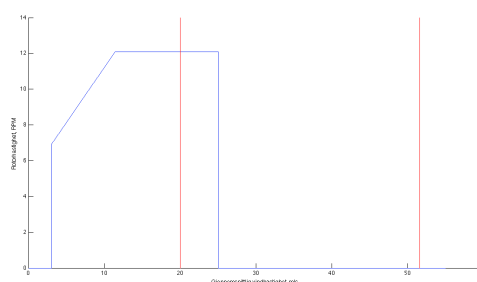
Kapittel 10

Miljømessige forhold i simuleringen

10.1 Innledning

For å få til en simulering av en offshore vindturbin som samsvarer med virkeligheten, kreves realistisk data av miljømessige forhold rundt konstruksjonen, samt en konstruksjon som er dimensjonert for disse. Konsepttypene ble tenkt plassert ute i Nordsjøen og de miljømessige forholdene ble beregnet ut ifra Johannesen-rapporten som er beskrevet i avsnitt 3.4 [32].

I denne masteroppgaven er det analysert to ulike vindturbinkonsepter. I analysen av en bunnfast vindturbin med monopel-fundament ble to ulike tilstander brukt, når vindturbinen var i drift og når den var i nedstengt modus. I analysen av en flytende «CMS»-vindturbin ble kun én tilstand studert, når den var i drift. En vindturbin er i nedstengt modus ved to ulike værtilstander. Den ene værtilstanden er hvis vindhastigheten er så lav at det ikke vil ha økonomisk nytteverdi å ha turbinen i drift. Den andre



Figur 10.1: Graf som viser rotorhastigheten ved ulike gjennomsnittlige vindhastigheter. Vertikale linjer viser værtilstandene som er brukt i analysen av vindturbinene.

værtilstanden er ved ekstremvær, da vindturbinen er i en «overlevelseseffekt», og turbinen nedstenges for å minimere lastpåkjenningene, se figur 10.1 på forrige side. Den mest interessante av disse værtilstandene, med tanke på dynamisk oppførsel, er ved ekstremvær.

Den ene værtilstanden, tilstand 1, ble valgt til å være ved vindhastighet på 20 m/s. Ved denne værtilstanden vil rotorhastigheten være optimalisert, og ha en designhastighet på 12,1 RPM. Den andre værtilstanden, tilstand 2, ble valgt til å være 100-årsvinden som er regnet ut i Johannesen-rapporten [32]. Johannesen-rapporten har sett på statistisk data over 1-times vindhastighet som opptrer i en høyde som ligger 10 meter over stillevannsnivå (SVN). Ved analyseringen av vindturbinkonseptene var 10-minutters vindhastighet ved navhøyde mer interessant, og det var derfor nødvendig å finne ut hva 10-minutters vindhastighet ville være 90 meter over SVN. 100-års ekstremværrtilstanden, som ble regnet ut i Johannesen-rapporten, er: $\bar{U} = 36$ m/s, $H_{m0} = 14,4$ m og $T_p = 13,3$ s [32]. For å konvertere denne gjennomsnittlige vindhastigheten fra 1-times vindhastighet 10 meter over stillevannsnivå, til 10-minutters vindhastighet i navhøyde, ble følgende ligning brukt [3]:

$$\bar{U}(z, t) = \bar{U}(z) (1 - 0,41 I_u(z) \ln(t/t_0)) \quad . \quad (10.1)$$

Her er z høyden fra SVN til nav (90 meter), $t = 600$ s (10 minutter), $t_0 = 3600$ s (1 time). Turbulensintensiteten, I_u , ved høyde z (90 meter) og 1-times gjennomsnittlig vindhastighet, $\bar{U}(z)$, ved høyde z er gitt i henholdsvis ligning (10.2) og (10.3) [3].

$$I_u(z) = 0,06[1 + 0,043\bar{U}_0](z/10)^{-0,22} \quad , \quad (10.2)$$

$$\bar{U}(z) = \bar{U}_0 [1 + C \ln(z/10)] \quad , \quad (10.3)$$

hvor \bar{U}_0 er 1-times gjennomsnittlig vindhastighet 10 meter over SVN, og C er en konstant gitt som [3]:

$$5,73 \cdot 10^{-2}(1 + 0,15U_0)^{0,5} \quad . \quad (10.4)$$

Bølgehøyden, H_{m0} , og spektraltoppens bølgeperiode, T_p , i tilstand 2 påvirkes

ikke av denne konverteringen og vil derfor være som i Johannesen-rapporten. I tilstand 1 ble de derimot utregnet ved bruk av ligning (3.39) og (3.41). Tabell 10.1 viser en oppsummering av værparametrene i tilstand 1 og 2 som ble brukt i analyseringene.

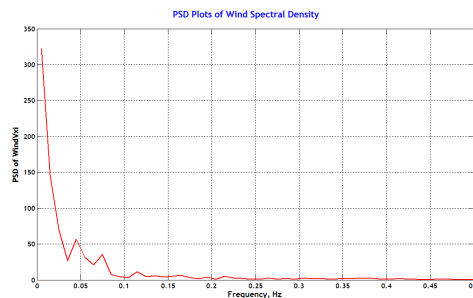
Tabell 10.1: Værparametre som ble brukt i analyseringen av vindturbinkonseptene.

Værtilstand	\bar{U} (m/s)	H_{m0} (m)	T_p (s)
Tilstand 1	20	4,8	10,8
Tilstand 2	51,6	14,4	13,3

10.2 Vinndata

For å få stokastisk/turbulent vinndata ble det brukt et program som heter TurbSim. TurbSim er et program som genererer et vindfelt, og er nærmere beskrevet i kapittel 9. I input-filen til TurbSim er det mulig å velge ulike vindparametre slik at den genererte vinden mest mulig representerer virkelige forhold. Dette kan være spektralmodeller, hvilken IEC-standard som skal brukes, karakteristikken på turbulensen, type vindprofil, med mer.

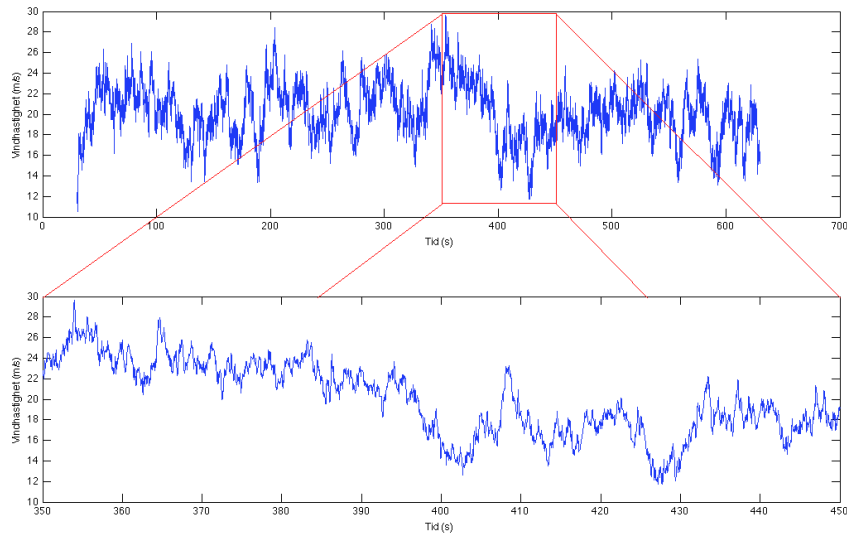
Simuleringstiden var på 600 sekunder (10 minutter), og det ble brukt Kaimal vindspekter som turbulensmodell. Figur 10.2 viser Kaimalspekteret av vinden ved tilstand 1. TurbSim bruker skaleringsparametre fra IEC-standarden IEC-61400-1, og det ble valgt å bruke IECs 3dje utgave, som omhandler offshore konstruksjoner. I IEC-standarden er turbulensintensiteten definert i tre ulike kategorier; A, B og C, der A har den høyeste turbulenskarakteristikken. I analysen ble kategori B brukt (medium turbulenskarakteristikk), noe som tilsvarer 14 % turbulensintensitet [1]. For utregning av vindprofil ble kraftlovprofil brukt.



Figur 10.2: Kaimal-spekter av vindtilstanden i tilstand 1 ($\bar{U} = 20$ m/s).

Figur 10.3 på neste side viser den genererte turbulente vinden i jag-retning i tilstand 1 over hele tidssimuleringen, samt et mer detaljert utdrag på 100 sekunder.

Figur 10.6 på neste side viser sannsynlighetstetthetsgrafene av værforholdet som ble brukt i tilstand 1.

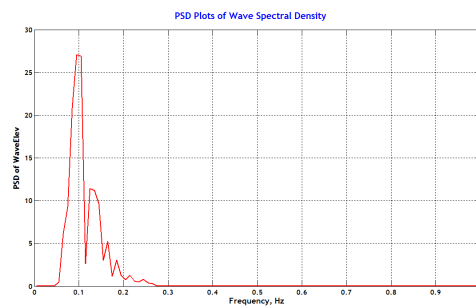


Figur 10.3: Stokastisk vindhastighet i tilstand 1 ($\bar{U} = 20$ m/s).

10.3 Bølgedata

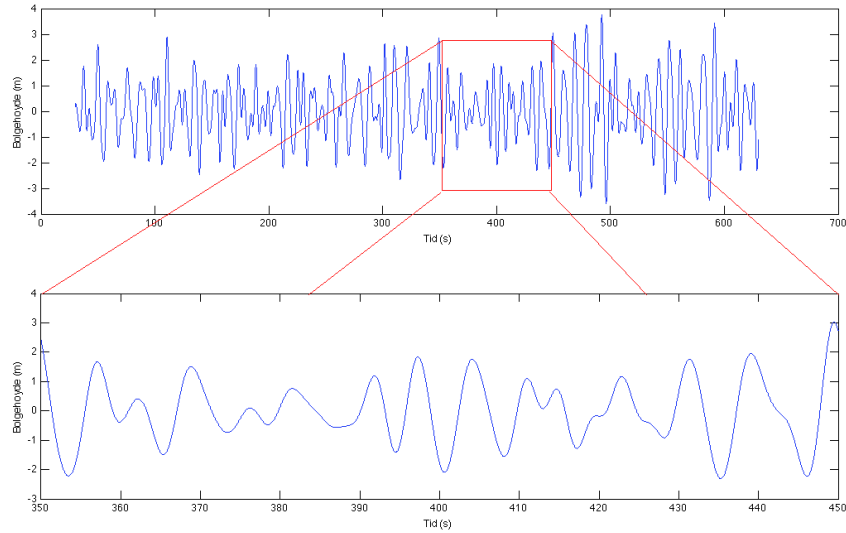
For å få stokastisk bølgedata ble det brukt det FAST-integrerte programmet HydroDyn. HydroDyn kan generere bølgedata og er nærmere beskrevet i kapittel 9. JONSWAP-spekter ble brukt som bølgemodell for å få irregulære bølger, med de bølgeparametre som er brukt i tilstand 1 og 2. Vannets massetetthet ble satt til 1027 kg/m^3 , noe som kan tilsvare massetettheten til saltvann ved havoverflaten. Den totale simuleringstiden ble satt til 3600 sekunder (1 time), hvor kun 600 sekunder brukes i ana-

lysen. Figur 10.4 viser JONSWAP-spekteret av bølgetilstanden ved tilstand 1. Som vi kan se ligger grafens toppunkt på omtrent $0,09 \text{ Hz}$, noe som stemmer overens med den fastsatte spektraltoppens bølgeperiode i tilstand 1

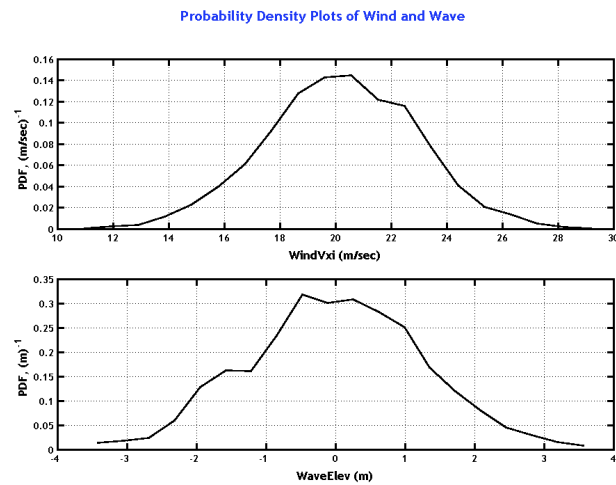


Figur 10.4: JONSWAP-spekter av bølgetilstanden i tilstand 1 ($H_{m0} = 4,8$ m, og $T_p = 10,8$ s).

($T_p = 10,8$ sekunder). I Figur 10.5 vises bølgenivået over hele tidssimuleringen, samt et mer detaljert utdrag på 100 sekunder.



Figur 10.5: Stokastiske bølgehøyder i tilstand 1 ($H_{m0} = 4,8$ m, og $T_p = 10,8$ s).



Figur 10.6: Sannsynlighetstetthetsgraf av vindhastighet og bølgenivå i tilstand 1 ($\bar{U} = 20$ m/s, $H_{m0} = 4,8$ m, og $T_p = 10,8$ s).

Kapittel 11

Analyse av 5 MW bunnfast monopel vindturbin

11.1 Innledning

NRELs referanseturbin, som er beskrevet i kapittel 7, er designet for onshore-bruk, og det var derfor nødvendig å gjøre noen modifikasjoner på referanseturbinen slik at den passet mer for offshorebruk. Analysen av den bunnfaste vindturbinen med monopel-fundament var gjort på en vanndybde på 20 meter. For at ikke bladene skulle treffe vannivået var det to mulige modifikasjoner som kunne gjøres:

- redusere bladstørrelsen,
- øke høyden på støttekonstruksjonen.

På grunn av høyere vindhastighet og lavere turbulens ved økende høyde, og at ved å redusere bladstørrelsen ville vindturbinens strømprduksjon blitt redusert, ble det valgt å øke støttekonstruksjonens høyde med 20 meter. Støttekonstruksjonen ble derfor modifisert slik at tårngeometrien og spesifikasjonene til NRELs referanseturbin ble brukt over havnivået (tårnkonstruksjonen), mens spesifikasjonene til tårnbasen til referanseturbinen ble brukt i den forlengede delen under havnivået (fundamentet) . Det vil si at fundamentet, med lengde på 20 meter, hadde en konstant diameter på 6,0 meter, og med en tilsvarende konstant bøyestivhet. I tabell 11.1 vises bøyestivhetene brukt i henholdsvis

NRELs referanseturbin og rapportens støttekonstruksjon. Konstruksjonene er delt inn i fraksjoner fra 0 til 1, der 0 representerer fundamentbasen og 1 er ved tårnets toppunkt.

Tabell 11.1: Bøyestivheten til rapportens støttekonstruksjon mot bøyestivheten til NRELs onshore referanseturbin

NRELs referanseturbin		Rapportens offshore monopol vindturbin	
Tårnfraksjon	EI (Nmm ²)	Tårnfraksjon	EI (Nmm ²)
0,0	$614,34 \cdot 10^{15}$	0,0	$614,34 \cdot 10^{15}$
0,1	$534,82 \cdot 10^{15}$	0,1	$614,34 \cdot 10^{15}$
0,2	$463,27 \cdot 10^{15}$	0,2	$614,34 \cdot 10^{15}$
0,3	$399,13 \cdot 10^{15}$	0,28	$534,82 \cdot 10^{15}$
0,4	$341,88 \cdot 10^{15}$	0,36	$463,27 \cdot 10^{15}$
0,5	$291,01 \cdot 10^{15}$	0,44	$399,13 \cdot 10^{15}$
0,6	$246,03 \cdot 10^{15}$	0,52	$341,88 \cdot 10^{15}$
0,7	$206,46 \cdot 10^{15}$	0,6	$291,01 \cdot 10^{15}$
0,8	$171,85 \cdot 10^{15}$	0,68	$246,03 \cdot 10^{15}$
0,9	$141,78 \cdot 10^{15}$	0,76	$206,46 \cdot 10^{15}$
1,0	$115,82 \cdot 10^{15}$	0,84	$171,85 \cdot 10^{15}$
		0,92	$141,78 \cdot 10^{15}$
		1,0	$115,82 \cdot 10^{15}$

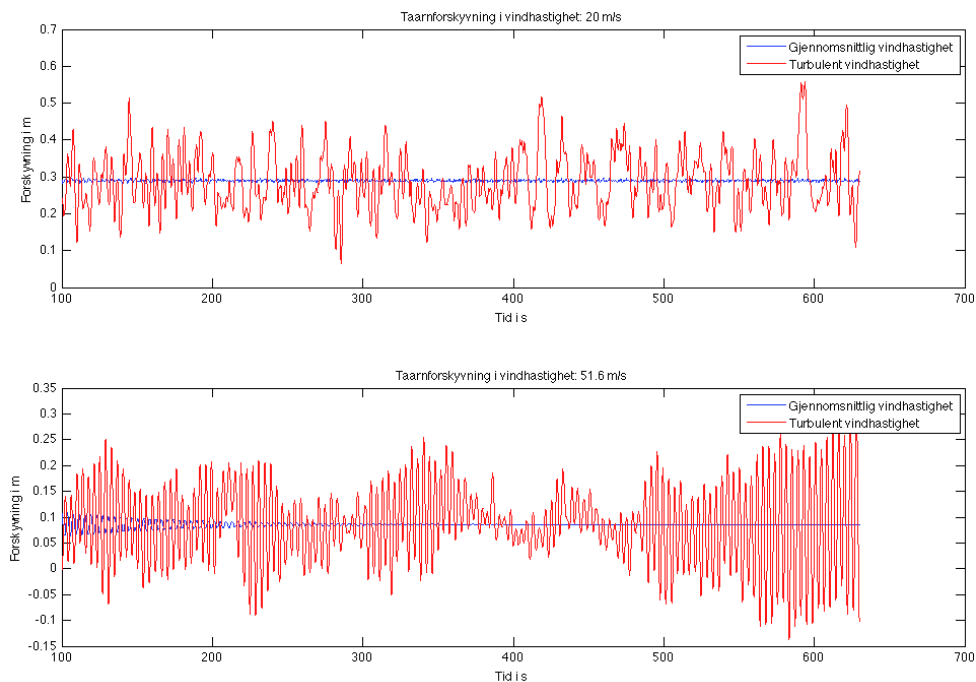
11.2 Relevans av turbulent vindhastighet og bølgeindusert last

Det ble gjort tidsanalyser ved ulike miljømessige forhold for å se på relevansen turbulent vindhastighet og bølgelaster har på vindturbinens dynamiske oppførsel. Følgende fenomener ble studert:

1. Støttekonstruksjonens forskyvning i navhøyde i jag-retning ved gjennomsnittlig vindhastighet
2. Støttekonstruksjonens forskyvning i navhøyde i jag-retning ved turbulent vind
3. Blad 1s ut-av-plan forskyvning (jag-retning) ved gjennomsnittlig vindhastighet
4. Blad 1s ut-av-plan forskyvning (jag-retning) ved turbulent vind

5. Støttekonstruksjonens forskyvning i navhøyde i jag-retning med kun vind-indusert last
6. Støttekonstruksjonens forskyvning i navhøyde i jag-retning med både vind-og bølgeindusert last

For at resultatene skulle representere de fenomenene som ble studert, uten påvirkning fra andre lastfenomener, ble det gjort noen forutsetninger i fenomen 1 til 4. I disse analysene ble vindturbinen simulert uten bølgepåvirkning, og vindlasten var den eneste ytre påvirkningen. I fenomen 1 og 2 ble forskyvningen til støttekonstruksjonen analysert i vindhastigheter fra både værtilstand 1 og 2, gitt i tabell 10.1 på side 95. Figur 11.1 viser sammenligning av resultatene fra fenomen 1 og 2. Det øverste plottet viser støttekonstruksjonens forskyvning i jag-retning i værtilstand 1, der blå graf representerer gjennomsnittlig vindhastighet og rød graf viser turbulent vindhastighet. Det nederste plottet viser det samme, men i værtilstand 2.

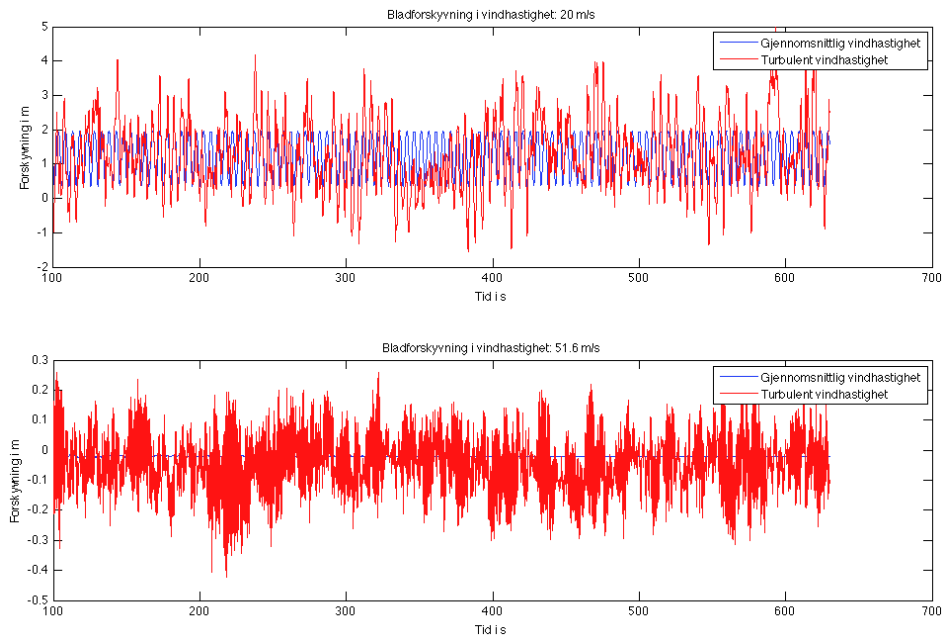


Figur 11.1: Støttekonstruksjonens forskyvning i jag-retning. Blå graf viser forskyvning ved gjennomsnittlig vindhastighet, og rød graf viser forskyvning ved Kaimal-fordelt (turbulent) vindhastighet

Figur 11.1 viser tydelig at ved gjennomsnittlig vindhastighet vil støttekonstruksjonens forskyvning være tilnærmet statisk i begge værtilstandene. Ved turbu-

lent vindhastighet har støttekonstruksjonen en mye mer stokastisk dynamisk forskyvning.

Figur 11.2 viser resultatene fra analysene av fenomen 3 og 4. Det øverste plottet, som representerer bladets ut-av-plan-forskyvning i værtilstand 1, viser at ved gjennomsnittlig vindhastighet (blå graf) vil bladforskyvningen følge en sinusform. Dette kommer av at i værtilstand 1 vil rotoren rotere med en hastighet på 12,1 RPM. På grunn av vindprofilen vil vindlastene på bladet variere avhengig av hvor bladet befinner seg. Når bladet er rotert slik at bladtuppen ligger under nav-høyden vil vindhastigheten være lavere enn den gitte gjennomsnittlige vindhastigheten, og derfor bli påført en mindre vindlast. Når bladtuppen ligger over nav-høyde vil bladet ligge i et område med høyere vindhastighet, og da bli påført en større vindlast.



Figur 11.2: Bladforskyvning i ut-av-plan-retning. Blå graf viser forskyvning ved gjennomsnittlig vindhastighet, og rød graf viser forskyvning ved Kaimal-fordelt (turbulent) vindhastighet.

Toppunktene i det øverste plottet i figur 11.2 vil derfor være bladforskyvningen når bladtuppen er på det høyeste punktet i rotorskivens tverrsnittsareal, mens bunnpunktene vil være forskyvningen når bladtuppen er på det laveste punktet, som er nærmest havet. Det nederste plottet i figur 11.2 viser bladets ut-av-plan-forskyvning i værtilstand 2. Noe vi skal legge merke til her er at i værtilstand 2 er bladene i vindturbinen vridd slik at de ligger parallelt med vindens hoved-

retning. Dette for å få minst mulig motstand mot vinden, såkalt i en posisjon som på engelsk kalles «feathered». Denne bladvridningen er videre beskrevet i neste avsnitt. I værtilstand 2 vil ikke bladforskyvningen følge en sinusform ved gjennomsnittlig vindhastighet. Dette kommer av at vindturbinen vil være i en overlevelseseffekt, rotoren er nedstengt, og bladet roterer ikke. Bladet som ble analysert (blad 1) vil, i programmet FAST, ved nedstengt modus alltid være plassert vertikalt med bladtuppen på det høyeste punktet i rotorskivens tverrsnittsareal, og vindhastigheten i denne analysen var derfor noe høyere enn gitt gjennomsnittlig vindhastighet (som representerer vindhastigheten i nav-høyde). Med turbulent vindhastighet er forskyvningene i begge værtilstandene mer stokastiske med høyere dynamisk utslag enn ved gjennomsnittlig vindhastighet.

Vridning av rotorbladene - I moderne vindturbiner er det normalt å ha et styringssystem som automatisk kan vri rotorbladene rundt sin egen lengdeakse etter værforholdene, såkalt «bladpitch»-regulering. Dette styringssystemet gjør det mulig å holde en rotorhastighet konstant ved varierende vindhastigheter.

Normalt vil denne «bladpitch»-reguleringen

foregå når rotoren har oppnådd såkalt optimalisert rotorhastighet, designhastigheten. Figur 11.3 viser en tabell over endringen av vinkelen til bladene til NRELs referanseturbin, i forhold til vindhastigheter innenfor designhastighetsområdet. NRELs referanseturbin endrer vinkelen til bladene ved vindhastigheter mellom 11.4 og 25 m/s, da det i dette området er ønskelig at rotorhastigheten holder seg konstant på 12,1 RPM. Uten et «bladpitch»-regulert styringssystem, eller annen form for bremsing av rotoren, ville det ved økende vindhastigheter blitt tilsvarende økende rotor-

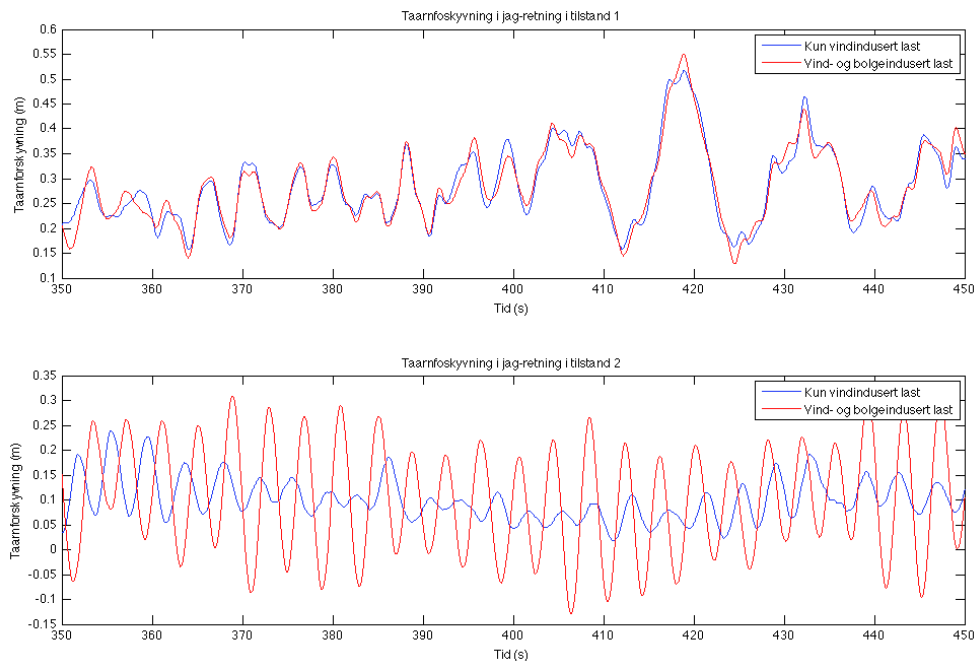
Wind Speed (m/s)	Rotor Speed (rpm)	Pitch Angle (°)
11.4 - Rated	12.1	0.00
12.0	12.1	3.83
13.0	12.1	6.60
14.0	12.1	8.70
15.0	12.1	10.45
16.0	12.1	12.06
17.0	12.1	13.54
18.0	12.1	14.92
19.0	12.1	16.23
20.0	12.1	17.47
21.0	12.1	18.70
22.0	12.1	19.94
23.0	12.1	21.18
24.0	12.1	22.35
25.0	12.1	23.47

hastigheter. Til slutt ville rotorhastigheten blitt så høy at påkjenningene på vindturbinen ville ført til betydelig svekket levetid, eller i verste fall brudd i rotorbladene. Når vindturbinen er i nedstengt modus, hvilket skjer ved vindhastigheter over 25 m/s i referanseturbinen, vil bladene bli vridd slik at de ligger parallelt med vinden for å bli minst mulig påvirket av vindlaster. Dette er

Figur 11.3: Tabell som viser bladvridning ved ulike vindhastigheter innenfor designhastighetsområdet. Hentet fra [26].

derfor gjort i værtilstand 2 i rapportens analyser, da vindhastigheten i denne værtilstanden er på 51,6 m/s.

Figur 11.4 viser resultatene fra fenomen 5 og 6 over en tidsperiode på 100 sekunder. Det ble valgt å kun ta med et utdrag av hele tidssimuleringen, som var på 600 sekunder, for å få en mer detaljert graf. Den blå grafen representerer støttekonstruksjonens forskyvning i jag-retning med kun vindindusert lastpåvirkning. Den røde grafen representerer lastpåvirkning fra både vind og bølger. Det øverste plottet er i værtilstand 1 og det nederste i værtilstand 2.



Figur 11.4: Støttekonstruksjonens forskyvning i jag-retning hvor blå graf viser forskyvning med kun vindindusert last, og rød graf viser forskyvning med vind- og bølgeindusert last.

Som figur 11.4 tydelig viser, har bølgene liten påvirkning på støttekonstruksjonens forskyvning i værtilstand 1. Det er liten differanse mellom forskyvningene som følge av kun vindindusert last, og vind- og bølgeindusert last. Den blå grafen indikerer at det er vindlasten som dominerer den dynamiske responsen til støttekonstruksjonen i værtilstand 1. Årsaken til dette kan være at bidraget fra bølgelaster på fundamentet er lite på grunn av den relativt store bøyestivheten til denne delen av støttekonstruksjonen. Lasten som dominerer, og som gir mest utslag på forskyvningen, er vindlasten som treffer rotorbladene. Det er likevel viktig å huske at ved stokastisk bølgetilstand kan noen bølgeperioder sammenfalle med vindturbinens naturlige frekvenser og derfor skape resonansfenomener

som gir signifikante utslag i den dynamiske responsen til støttekonstruksjonen. I tilstand 2 vil derimot bølgelaster ha mer påvirkning på støttekonstruksjonens forskyvning. Grunnen til det er en kombinasjon av at bølgene har en bølgehøyde som er mye høyere, og med mer energi, enn i tilstand 1, og at bladene er vridd i vindens hovedretning, slik at vindens påvirkning svekkes betraktelig.

11.3 Presentasjon og diskusjon av resultater

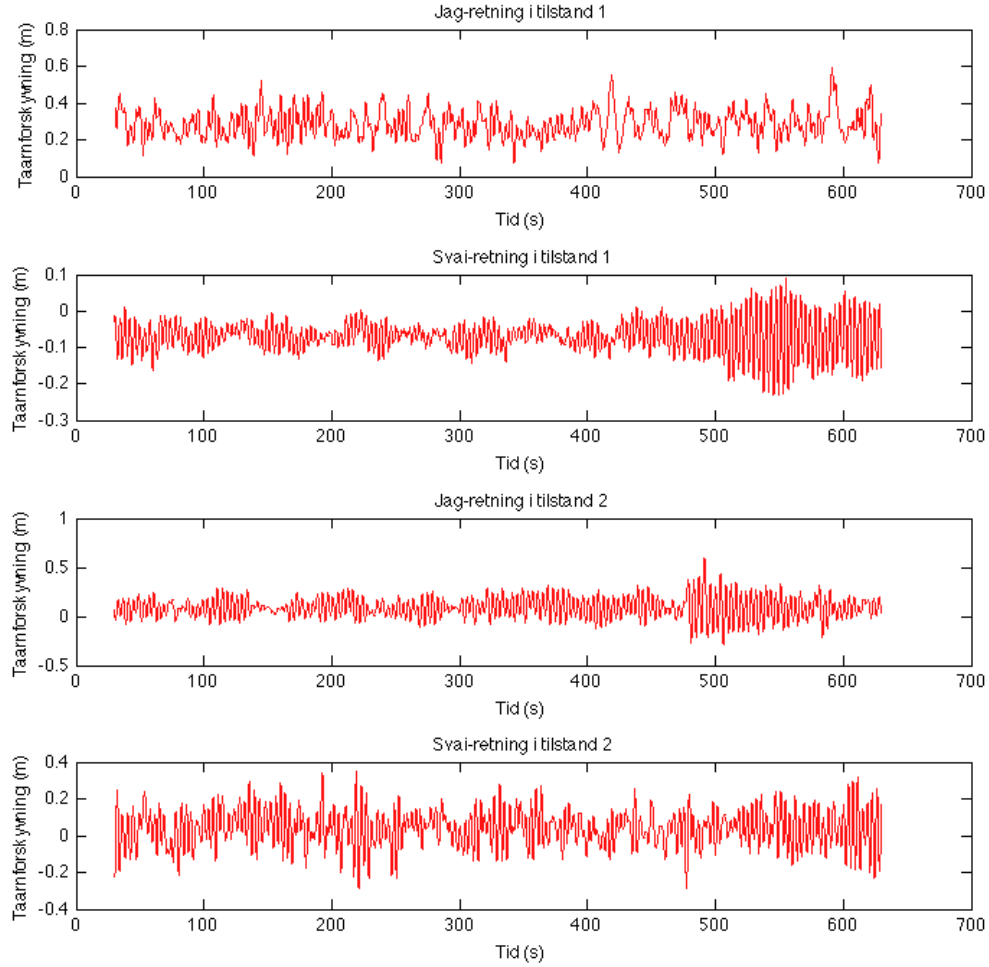
I responsanalysen av bunnfast monopel vindturbin under værtilstand 1 og 2 ble det valgt å bruke stokastisk vind- og bølgedata. Havstrømninger ble neglisjert i analysen. Det ble gjort tidsanalyser over en periode på 600 sekunder, samt frekvensanalyser for å finne vindturbinens naturlige frekvenser.

11.3.1 Resultater fra tidsanalysen

Figur 11.5 på neste side viser fire grafer som representerer forskyvningen til støttekonstruksjonen i jag- og svai-retning i de to valgte værtilstandene. De to øverste grafene viser forskyvningen (i navhøyde) i jag- og svai-retning i værtilstand 1, mens de to nederste viser forskyvningen i jag- og svai-retning i værtilstand 2. Figur 11.6 og 11.7 viser sannsynlighetstettheten til forskyvningene til støttekonstruksjonen i jag-retning i henholdsvis værtilstand 1 og 2.

Som vi ser i sannsynlighetstetthetsgrafene er forskyvningene fordelt over et område mellom 0 og 0,6 m i værtilstand 1, med toppunkt på omtrent 0,23 m. I værtilstand 2 er forskyvningene fordelt over et område mellom -0,25 og 0,5 m med et toppunkt på omtrent 0,09 m.

FAST er et program som, i skrivende stund, ikke er publisert som et ferdig og fullverdig program. Versjonen som ligger ute er en beta-versjon som er under utvikling og testing. Noen av delprogrammene som ble brukt i analysen er også såkalte alpha-versjoner, noe som betyr at de er på et tidligere utviklingsstadium enn beta-versjoner. Det var derfor nødvendig å kunne verifisere resultatene. Dette ble gjort ved å sammenligne resultatene fra FAST med forenklede håndberegninger. I håndberegningene ble enhetslastmetoden brukt på en fast innspent søyle, med konstant tverrsnitt og bøyestivhet, og med en punktlast i toppen av søylen som representerte vindlasten påført rotorbladene. Bøyestivheten som ble brukt i håndberegningene var på $365 \cdot 10^{15} \text{ Nmm}^2$, noe som tilsvarer den gjennomsnittlige bøyestivheten til støttekonstruksjonen som ble analysert i FAST,

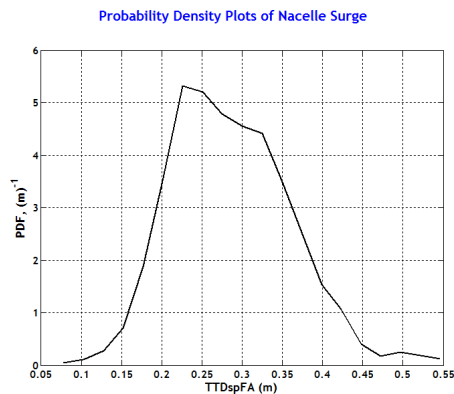


Figur 11.5: Forskyvning av støttekonstruksjonen i nav-høyde. Graf 1 og 2 viser forskyvningen i værtilstand 1 i henholdsvis jag- og svai-retning. Graf 3 og 4 viser forskyvningen i værtilstand 2 i henholdsvis jag- og svai-retning.

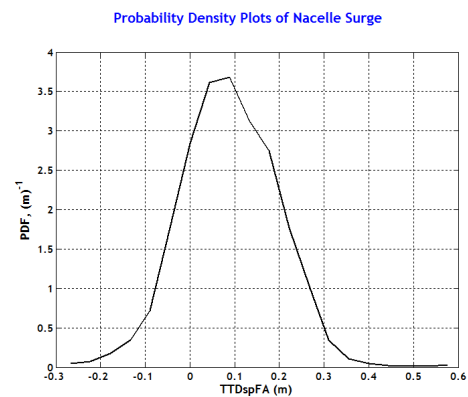
jamfør tabell 11.1 på side 99. For å finne punktlasten som representerte vindlasten på rotorbladene ble følgende ligning brukt [8]:

$$F_w = 2\rho A_d U_\infty^2 a(1 - a) \quad . \quad (11.1)$$

Her er F_w vindlasten som treffer rotorbladene, og som føres til navet, ρ er luftens massetetthet, A_d er rotorskivens tverrsnittsareal, U_∞ er vindhastigheten langt foran rotorskivens tverrsnittsareal og a er den aksielle induksjonsfaktoren, forklart i avsnitt 4.4. I håndberegningsanalysen ble det brukt en induksjonsfaktor på $a=1/3$, noe som representerer den teoretisk maksimale uttak av energi som



Figur 11.6: Sannsynlighetstetthetsgraf av forskyvning av støttekonstruksjon (i navhøyde) i jag-retning med parametrene : $\bar{U} = 20$ m/s, $H_{m0} = 4,8$ m, og $T_p = 10,8$ s



Figur 11.7: Sannsynlighetstetthetsgraf av forskyvning av støttekonstruksjon (i navhøyde) i jag-retning med parametrene : $\bar{U} = 51,6$ m/s, $H_{m0} = 14,4$ m, og $T_p = 13,3$ s

er mulig å få fra vinden [8]. ρ ble satt til $1,226 \text{ kg/m}^3$, som er massetetthet til tørr luft ved 15°C [16].

I tabell 11.2 vises sammenligning av resultatene fra FEM-programmet FAST og håndberegningene. Da det i håndberegningene ble brukt en gjennomsnittlig vindhastighet, ble det valgt å sammenligne disse med resultater fra FAST, hvor også den gjennomsnittlige vindhastigheten ble brukt, jamfør figur 11.1 på side 100. Hvis vi ser på sannsynlighetstetthetsgrafene i figur 11.6 og 11.7 er det uansett ikke stor forskjell i forskyvningene til støttekonstruksjonen ved bruk av gjennomsnittlig vindhastighet, og de mest forekommende forskyvningsutslagene ved stokastiske værdata.

Tabell 11.2: Sammenligning av forskyvningsresultater fra FAST og forenklete håndberegninger. Forskyvningen av støttekonstruksjonen foregår i jag-retning.

Værtilstand	FAST	Håndberegning
Tilstand 1	0,29 m	0,41 m
Tilstand 2	0,09 m	1,69 m

Som vi kan se i tabell 11.2 er det stor differanse mellom resultatene fra FAST og fra de forenklete håndberegningene, spesielt i værtilstand 2. Dette kommer blant annet av følgende:

1. Bøyestivheten i støttekonstruksjonen i FAST og i håndberegningene er ulike.
2. I FAST er det mulig å dreie rotorbladene om sin egen lengdeakse («bladpitch»-

regulering), og dermed endre vindens angrepsvinkel på rotorbladene. I håndberegningene var dette ikke tatt høyde for.

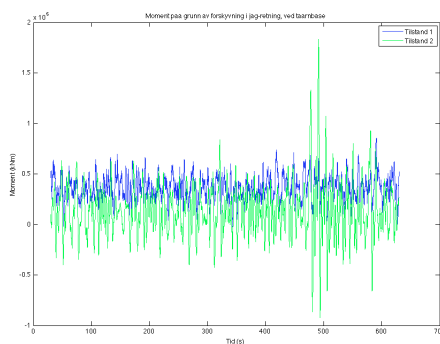
3. I håndberegningene var det brukt en induksjonsfaktor på $a=1/3$. Dette tilsvarer den teoretisk maksimale uttak av energi som er mulig å få fra vinden. I FAST var det ikke like høy induksjonsfaktor, da dette har direkte sammenheng med «bladpitch»-reguleringen.
4. I håndberegningene var det ikke tatt hensyn til hydrodynamikk, og påvirkningen dette har på den dynamiske responsen.

Mens det i håndberegningene ble brukt en konstant bøyestivhet over hele støttekonstruksjonen, tilsvarende gjennomsnittlig verdi av bøyestivheten som ble brukt i FAST, var det i FAST brukt en støttekonstruksjon hvor tverrsnittet var mer kjegleformet, og derfor en bøyestivhet som endret seg over konstruksjonshøyden. I FAST var bøyestivheten mye større ved fundamentbasen enn i håndberegningene. Derimot, ved toppen av tårnkonstruksjonen var bøyestivheten mye lavere i FAST enn i håndberegningene. Det at den kjegleformede støttekonstruksjonen i FAST er stivere enn i håndberegningene kommer av forholdet: $\kappa=M/EI$, der κ er krumningen på utslaget til støttekonstruksjonen utsatt for ytre laster. Ved begge beregningstilfeller vil momentet, M , være størst i fundamentbasen. Da støttekonstruksjonen i FAST har høyere bøyestivhet, EI , ved fundamentbasen enn i håndberegningene vil krumningen også være mindre. Jo høyere opp i konstruksjonen vi studerer vil momentet synke tilsvarende. Hvis vi ser nesten i toppen av tårnet vil momentet være veldig lite i begge beregningstilfeller. Forskjellen i krumningen vil derfor være veldig liten selv om forskjellen i bøyestivheten er signifikant.

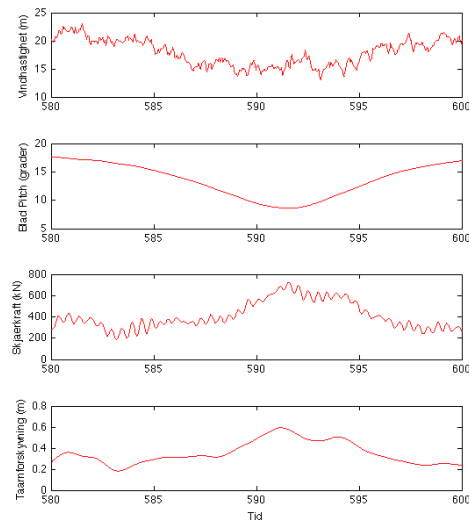
I figur 11.8 på neste side vises et utdrag av tidssimuleringen, og forholdet mellom vindhastighet, bladvidning, skjærkraften ved overgangen mellom maskinhus og tårn, og forskyvning av støttekonstruksjonen i jag-retning. Her kan vi se at økende vindhastighet ikke nødvendigvis betyr at forskyvningen til støttekonstruksjonen øker. På grunn av det «bladpitch»-regulerte stylingssystemet vil det faktisk være motsatt effekt. Ved lavere vindhastighet vil bladene vri seg slik at bladkroppen «fanger» mer av vinden. Dette vil føre til større vindlast og derfor større forskyvning. Ved høyere vindhastighet vil derimot bladet vri seg slik at vinden lettere glir forbi bladkroppen, og vindlasten blir lavere noe som resulterer i mindre forskyvning.

Fordi FAST inkluderte bladvidning med i beregningene, og de forenklede håndberegningene ikke gjorde det, ble det stor differanse i resultatene. Figur 11.9 og 11.10 viser henholdsvis momentet i fundamentbasen (nede ved havbunnen) og skjærkraften ved overgangen mellom maskinhuset og tårnkonstruksjonen. Skjærkraften som opptrer ved overgangen mellom maskinhuset og tårnkonstruksjonen tilsvarer den vindinduserte lasten som påføres rotorbladene, og som føres som en punktlast gjennom navet. For å finne den vindinduserte lasten i håndberegningene ble ligning 11.1 på side 105 brukt. Dette gav en vindlast på 2632 kN i værtilstand 1, og 17520 kN i værtilstand 2.

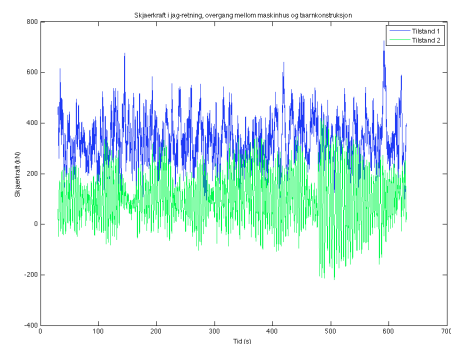
Hvis vi sammenligner vindlasten som ble regnet for hånd, og resultatene i figur 11.10 som var beregnet i FAST, kan vi se at resultatet fra håndberegningene var mye høyere, noe som skyldes blant annet «bladpitch»-reguleringen i FAST og den høye induksjonsfaktoren brukt i håndberegningene.



Figur 11.9: Moment i fundamentbasen. Blå graf representerer momentet i værtilstand 1, og grønn graf representerer momentet i værtilstand 2.



Figur 11.8: Sammenheng mellom vindhastighet, bladvidning, skjærkraft ved overgang mellom tårn og maskinhus, og forskyvning av støttekonstruksjon (navhøyde) i jaggretning. Værtilstand 1



Figur 11.10: Skjærkraft ved overgangen mellom maskinhus og tårnkonstruksjon. Blå graf representerer skjærkraften i værtilstand 1, og grønn graf representerer skjærkraften i værtilstand 2.

For å få et bedre sammenligningsgrunnlag var det derfor nødvendig å forenkle

analysen i FAST. Dette ble gjort ved å neglisjere bladvidning, sette tilsvarende bøyestivhet i støttekonstruksjonen som i håndberegningene, eliminere hydrodynamikken, og bruke induksjonsfaktorene som ble regnet ut i FAST i stedet for den teoretisk maksimale verdien. Den gjennomsnittlige induksjonsfaktoren som ble regnet ut i FAST var på $a=0,11$ i værtilstand 1, og $a=0,02$ i værtilstand 2. Grunnen til den lave induksjonsfaktoren i værtilstand 2 kommer av at rotoren er i nedstengt modus (bladene roterer ikke, og de ligger parallelt med vindretningen). I tabell 11.3 vises resultatene fra den nye sammenligningen.

Tabell 11.3: Sammenligning av resultater fra FAST og håndberegninger, hvor flere forhold er forenklet. Bladvidning er neglisjert, bøyestivheten er konstant over høyden til støttekonstruksjonen, og hydrodynamikk er eliminert.

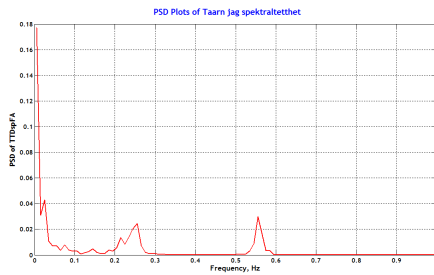
	Vindlast		Forskyvning	
	Tilstand 1	Tilstand 2	Tilstand 1	Tilstand 2
FAST	1160 kN	1440 kN	1,14 m	1,45 m
Håndberegning	1159 kN	1545 kN	1,41 m	1,88 m

Sammenligningen som ble gjort, ved å forenkle betingelsene i FAST-simuleringen slik at den korresponderte bedre med betingelsene i håndberegningene, viser tydelig hvilken innvirkning «bladpitch»-regulering og størrelse på induksjonsfaktor har å si for vindturbinens dynamiske respons. I tabell 11.3 er det mer sammenheng mellom svarene fra FAST og håndberegningene enn i tabell 11.2.

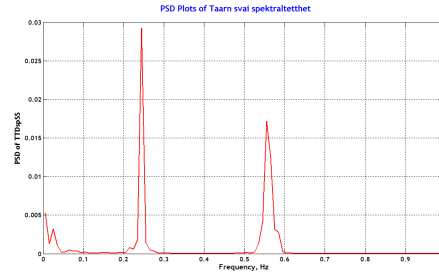
11.3.2 Resultater fra frekvensanalysen

I frekvensanalysen ble kraftspektraltettheten til forskyvningene av støttekonstruksjonen i jag- og svai-retning studert i både værtilstand 1 og 2. Vindturbinens naturlige frekvenser ved rotorhastigheter mellom 0 og 14 RPM ble også studert. I figur 11.11 og 11.12 på neste side vises kraftspektraltettheten til forskyvningen i henholdsvis jag- og svai-retning i værtilstand 1. Figur 11.13 og 11.14 på neste side viser kraftspektraltettheten til forskyvningen i henholdsvis jag- og svai-retning i værtilstand 2.

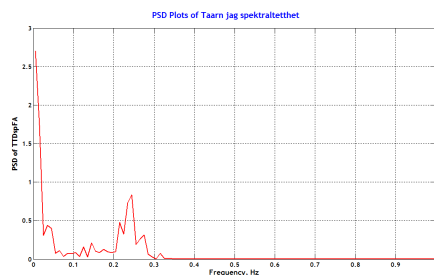
I disse figurene kan vi se at vindturbinens første naturlige frekvens i både jag- og svai-retning ligger i området rundt 0,25 Hz. En naturlig rapport å sammenligne resultatene med er rapporten til J. Jonkman [26], hvor en 5 MW offshore monopel vindturbin som bygger på NRELs referanseturbin er beskrevet. Her ble den første naturlige frekvensen til støttekonstruksjonen funnet til å være omtrent 0,32 Hz. Én av grunnene til at de naturlige frekvensene er lavere i denne rap-



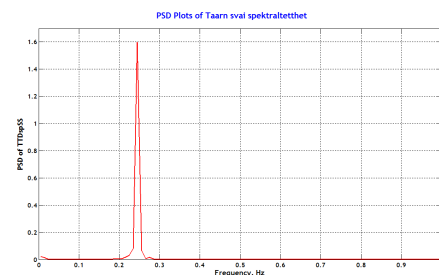
Figur 11.11: Kraftspektraltetthet av forskyvningen av støttekonstruksjonen i jageretning i værtilstand 1.



Figur 11.12: Kraftspektraltetthet av forskyvningen av støttekonstruksjonen i svaietning i værtilstand 1.



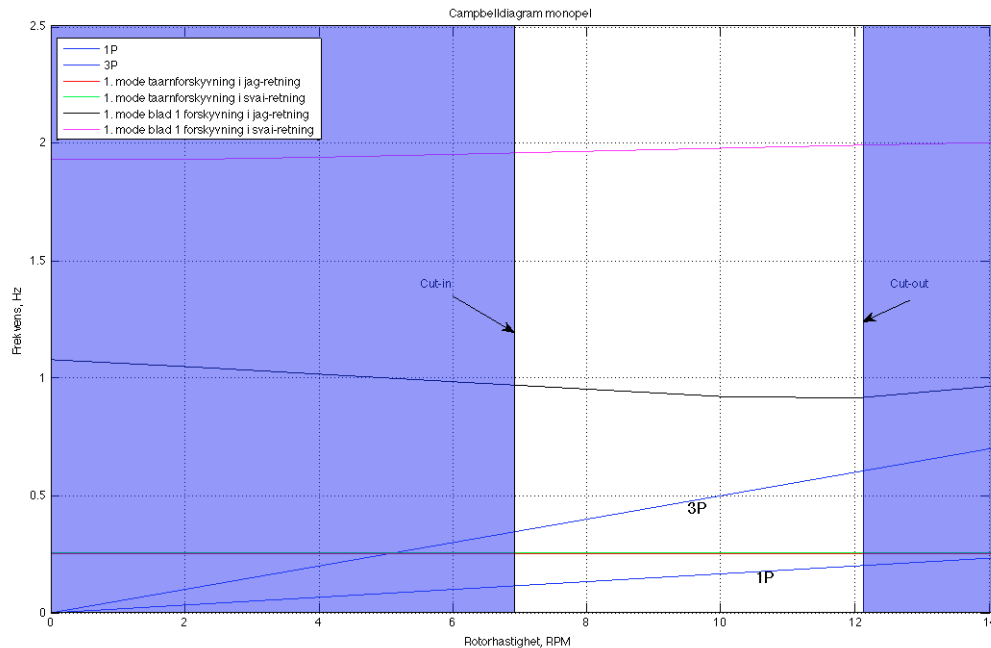
Figur 11.13: Kraftspektraltetthet av forskyvningen av støttekonstruksjonen i jageretning i værtilstand 2.



Figur 11.14: Kraftspektraltetthet av forskyvningen av støttekonstruksjonen i svaietning i værtilstand 2.

porten er at J. Jonkman kun studerte tårnkonstruksjonen (støttekonstruksjonen over SVN). I denne rapporten er det studert en monopel vindturbin som ligger på en havdybde på 20 meter. Lengden på støttekonstruksjonen i denne rapporten vil da være 20 meter lenger, og den naturlige frekvensen vil derfor være mindre. En annen grunn er at det i denne rapporten er tatt med hydrodynamisk dempning i betraktningene, i motsetning til rapporten til J. Jonkman. Den andre naturlige frekvensen til støttekonstruksjonen ligger på omtrent 0,56 Hz noe vi kan se i figur 11.11 og 11.12.

Figur 11.15 på neste side viser et Campbell-diagram over noen av vindturbinens naturlige frekvenser ved ulike rotoromdreiningshastigheter. Det ble valgt å se på den første naturlige frekvensen til støttekonstruksjonen i jager- og svaietning, samt den første naturlige frekvensen til rotorblad 1 i i-plan-retning og ut-av-plan-retning. Disse frekvensene ble regnet ut fra vindturbinens dynamiske respons på grunn av rotorens omdreiningshastighet, og ikke responsen som et resultat av ytre miljømessige forhold (vind- og bølgelaster). Som tidligere beskrevet i avsnitt 6.2, representerer 1P og 3P henholdsvis rotorens rotasjonsfrekvens og bladenes passeringsfrekvens.



Figur 11.15: Campbelldiagram som viser viktige naturlige frekvenser til monopel vindturbinen. Rød og grønn graf representerer henholdsvis støttekonstruksjonens frekvens i jag- og svai-retning. Svart og rosa graf representerer henholdsvis blad 1s frekvens i ut-av-plan- og i-plan-retning.

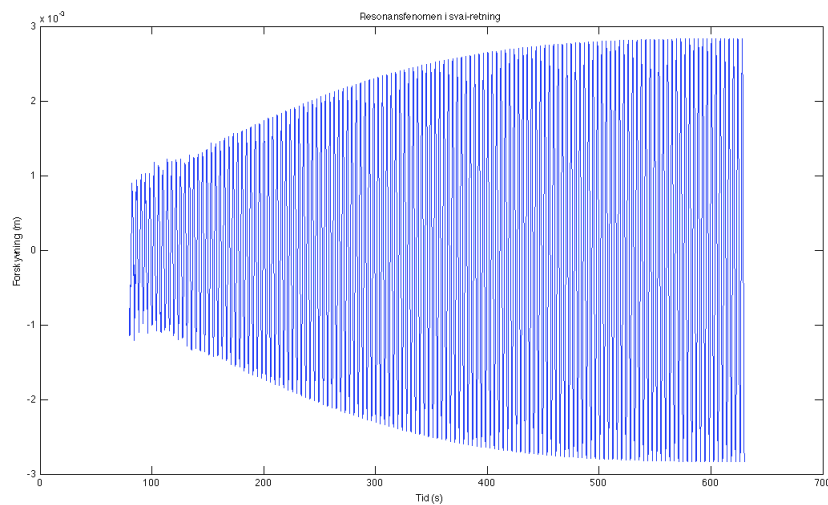
Som vi kan se i diagrammet ligger støttekonstruksjonens første naturlige frekvenser i jag- og svai-retning på omtrent 0,25 Hz, hvilket også vil si mellom 1P og 3P i intervallet der rotoren er i drift. Det at støttekonstruksjonens første naturlige frekvenser ligger mellom 1P og 3P stemmer godt med resultatene fra frekvensanalysen til NRELs referanseturbin [26]. Selv om det er veldig lite er det også verdt å merke seg at frekvensene til støttekonstruksjonen har en synkende tendens etterhvert som omdreiningshastigheten til rotoren øker. Hvis vi ser på resultatene fra rotorblad 1 i figur 11.15 øker stivheten i i-plan-retning med økende rotoromdreiningshastighet. I ut-av-plan-retning synker den før den flater ut ved omtrent 10 RPM og så øker ved omtrent 12,1 RPM. Denne effekten kommer av «sentrifugalkraften»¹ som oppstår på grunn av rotasjonen bladet er påført. «Sentrifugalkraften» virker radielt ut fra aksen objektet roterer rundt og stiver opp bladet, såkalt sentrifugalstivning. Ved høyere omdreiningshastighet vil kraften øke tilsvarende, og dermed også stivheten i bladet.

Som vi kan se i figur 11.15 er det ingen studerte frekvenser som sammenfaller

¹Sentrifugalkraften er egentlig en fiktiv kraft, eller en indre kraft, som opptrer når systemer roterer. Det er likevel beskrevet som en kraft i denne rapporten for å lette forståelsen.

med 1P og 3P ved området der rotoren er i drift. Hvis vi allikevel ser utenfor dette området vil støttekonstruksjonens frekvenser i jag- og svai-retning sammenfalle med 3P ved en rotoromdreiningshastighet på omtrent 5,1 RPM.

Som en illustrasjon på hvordan responsen oppfører seg ved dette området viser figur 11.16 forskyvningen til støttekonstruksjonen i svai-retning når rotoromdreiningshastigheten er på 5,1 RPM. Her kan vi tydelig se et at det oppstår resonans. Grunnen til at amplituden på forskyvningen ikke øker eksponensielt, men heller flater ut, er på grunn av dempningen til konstruksjonen.



Figur 11.16: Resonansfenomenet i tårnforskyvning i svai-retning ved rotorhastighet: 5,1 RPM

Kapittel 12

Analyse av 5-MW flytende «CMS» vindturbin

12.1 Vindturbinens oppbygning

For å studere dynamisk respons av en kjedelinjefortøyd (CMS) vindturbin ble det valgt å bruke en modell som er laget av Jason Jonkman [31], og som er forankret ved en havdybde på 320 meter, se figur 12.1.

Denne modellen har tatt Hywind-konseptet som utgangspunkt, men justert slik at den passer parametre fra NRELS referanseturbin [31]. Beskrivelsen av vindturbinens oppbygning er delt inn i ulike seksjoner og omhandler tårnseksjon, fundamentseksjon, samt en beskrivelse av forankringskablene. For ytterligere informasjon om CMS-modellen anbefales artikkelen fra J. Jonkman [31].



Figur 12.1: CMS-modellen. Hentet fra [31].

12.1.1 Tårnkonstruksjon

Tårnbasen, der tårnet er festet til det flytende fundamentet, ligger 10 meter over SVN med en diameter på 6,5 m og en veggtykkelse på 0,027 m. Tårntoppen, overgangen mellom tårnkonstruksjon og maskinhus, ligger 87,6 m over SVN, med diameter på 3,87 m og veggtykkelse på 0,019 m. Den eneste forskjellen mellom dimensjonene til CMS-modellens tårnkonstruksjon og tårnkonstruksjonen til NREls referanseturbin er tårndiameteren ved tårnbasen, der CMS-modellen er 0,5 m større enn i NREls referanseturbin. I tabell 12.1 vises tårnets bøyestivheter over høyden [31].

Tabell 12.1: Tårnkonstruksjonens bøyestivheter.

Tårnhøyde fra SVN (m)	Tårnfraksjon	EI (Nmm ²)
10,00	0,0	$603,90 \cdot 10^{15}$
17,76	0,1	$517,64 \cdot 10^{15}$
25,52	0,2	$440,92 \cdot 10^{15}$
33,28	0,3	$373,02 \cdot 10^{15}$
41,04	0,4	$313,24 \cdot 10^{15}$
48,80	0,5	$260,90 \cdot 10^{15}$
56,56	0,6	$215,36 \cdot 10^{15}$
64,32	0,7	$176,03 \cdot 10^{15}$
72,08	0,8	$142,30 \cdot 10^{15}$
79,84	0,9	$113,63 \cdot 10^{15}$
87,60	1,0	$89,49 \cdot 10^{15}$

12.1.2 Fundamentkonstruksjonen

Fundamentkonstruksjonen, som er ansett som et stivlegeme [31], er den seksjonen som tårnkonstruksjonen er festet til og som er nedsenket i havet. Toppen av fundamentet ligger 10 m over SVN, mens fundamentbasen ligger 120 m under SVN (total lengde på fundament er 130 m). Fundamentet består av to sylindriske seksjoner, med ulike diametere, som er sammenkoblet av en konisk del. Denne koniske delen gir en lineær overgang mellom diameterene i de to sylindriske seksjonene. Den øverste delseksjonen har en diameter på 6,5 m (lik tårnbasens diameter), mens den nederste delseksjonen har en diameter på 9,4 m. Den koniske delen ligger i området 4-12 m under SVN.

I tabell 12.2 oppsummeres geometri og egenskaper til fundamentkonstruksjonen som er laget av J. Jonkman. Da fundamentkonstruksjonen er ansett som et

stivlegeme, er ikke bøyestivheten beskrevet.

Tabell 12.2: Viktige parametre til fundamentkonstruksjonen [31].

Dybde fra SVN til fundamentbasen	120 m
Høyde fra SVN til fundamenttoppen	10 m
Dybde fra SVN til toppen av konisk del	4 m
Dybde fra SVN til basen av konisk del	12 m
Fundamentdiameter over konisk del	6,5 m
Fundamentdiameter under konisk del	9,4 m
Fundamentets masse (inkl. ballast)	7 466 330 kg

12.1.3 Forankringskablene

I likhet med Hywind-konseptet er CMS-modellen til J. Jonkman forankret til havbunnen med tre kjedelinjefortøyde kabler. I Hywind-konseptet er det flere egenskaper i forankringskablene som er forenklet i CMS-modellen [31].

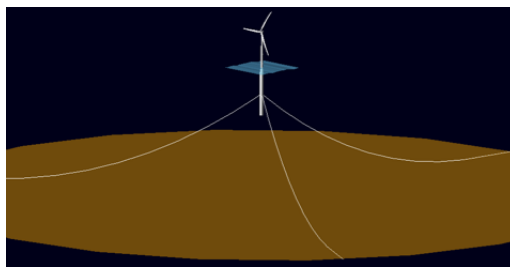
1. Forankringskablene i Hywind-konseptet er festet til fundamentet med en kobling som kalles «crow foot». Dette er en deltakobling som øker kablens gir-stivhet. Denne deltakoblingen er vist i figur 12.2 på neste side. I CMS-modellen som er utviklet av J. Jonkman er ikke denne deltakoblingen tatt med. Det er derimot lagt inn en fjærstivhet i kabelsystemet for å skape tilsvarende gir-stivhet.
2. I Hywind-konseptet er forankringskablene bygd opp av segmenter med ulik dimensjon, materialegenskaper og stivhet. Det er også plassert tunge lodd på midten av hver kabel for å hindre store rykk i kablene på grunn av bølger. I CMS-modellen er multisegmentkablene erstattet med homogene kabler som har lik materialegenskap og stivhet over hele lengden. Loddet i midten er også forenklet ved å fordele denne massen over hele lengden til kablene.
3. Forankringssystemets demping, inkludert hydrodynamisk motstand i vannet og «kabel-til-havbunn»-drag er neglisjert i CMS-modellen.

Det er verdt å merke seg at disse forenklingene er akseptable ved statiske analyser. Ved dynamiske analyser, som det studeres i denne rapporten, kan disse forenklingene gi uhensiktsmessige resultater [31].

I tabell 12.3 vises viktige parametre til CMS-modellen.



Figur 12.2: Deltakoblingen fra Hywind-konseptet. Hentet fra [33].



Figur 12.3: CMS-modellen laget av J. Jonkman. Hentet fra [31].

12.2 Presentasjon og diskusjon av resultater

12.2.1 Resultater fra tidsanalysen

I tidsanalysen ble følgende dynamiske responser studert; støttestruksjonens forskyvning i tårntoppen i jag-retning, fundamentets forskyvning i henholds-

Tabell 12.3: Viktige parametre til forankringskablene [31].

Antall forankringskabler	3
Vinkel mellom tilstøtende kabler	120°
Dybde fra SVN til ankerfester	320 m
Dybde fra SVN til kabelkobling	70 m
Radius fra fundamentets midttakse til ankerfester	853,87 m
Radius fra fundamentets midttakse til kabelkobling	5,2 m
Ustrukket forankringskabel lengde	902,2 m
Tykkelse på forankringskabler	0,09 m
Massetettheten til forankringskablene	77,7066 kg/m
Forankringskablenes vekt i vann	698,094 N/m
Forankringskablenes aksialstivhet	384 243 000 N

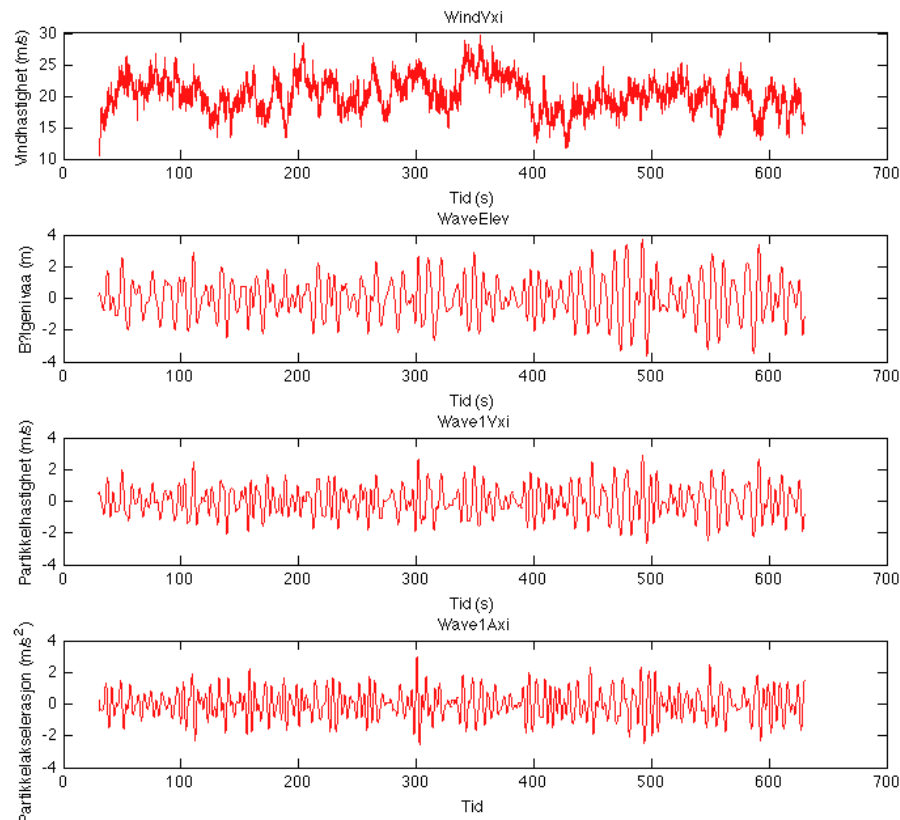
vis jag- og hiv-retning, fundamentets stamp-rotasjon, og kablernes spenninger ved henholdsvis deltakoblingen og ankerfestet. Bølgepartikkelhastigheten og -akselerasjonen ved fundamentet ble også studert. Resultatene er vist i figurene 12.4 på neste side til 12.9 på side 121. I tabell 12.4 er det listet opp en beskrivelse av «kodenavn» som er brukt i analysen, og som forklarer hva de ulike grafene i figurene representerer.

Tabell 12.4: Beskrivelse av navn i grafene i figur 12.4, 12.5 og 12.9

WindVxi	Vindhastighet i navhøyde i jag-retning
WaveElev	Bølgenivå i jag-retning
Wave1Vxi	Bølgepartikkelhastighet i jag-retning
Wave1Axi	Bølgepartikkelakselerasjon i jag-retning
PtfmSurge	Fundamentets forskyvning i jag-retning (drift i havet)
TTDspFA	Tårntoppens forskyvning i jag-retning i forhold til udeformert tilstand
PtfmPitch	Fundamentets stamp-rotasjon (positiv med vindretning)
PtfmHeave	Fundamentets forskyvning i hiv-retning
FairTen	Spenning i kablene ved deltakobling
AnchTen	Spenning i kablene ved ankerfestet (havbunnen)

Resultater av miljømessige forhold

I figur 12.4 vises vindhastighet og bølgenivå, samt bølgepartikkelhastigheten og -akselerasjonen, i jag-retning, over tid. I figuren kan vi se sammenhengen mellom bølgenivået, og partikkelhastigheten og -akselerasjonen. Disse parametrene vil påvirke fundamentet som bølgelaster, og sammen med vindlasten vil dette føre til at den flytende vindturbinen drives vekk fra sin opprinnelige posisjon.

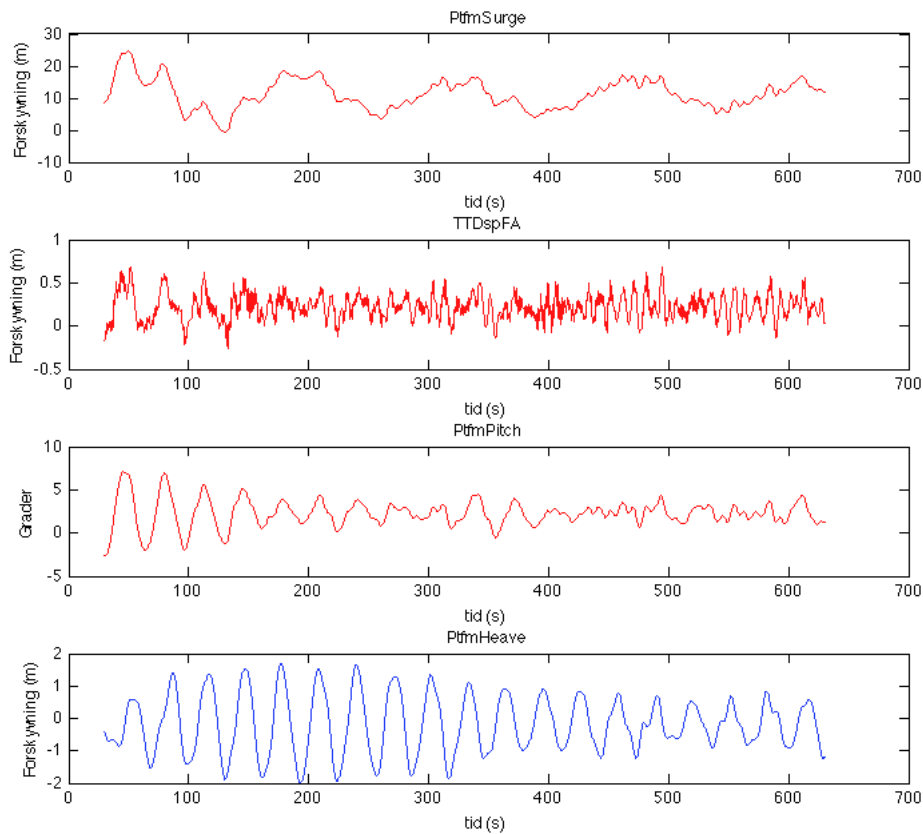


Figur 12.4: Vind- og bølgeparametre fra simuleringen av CMS-modellen.

Resultater av vindturbinens forskyvninger og rotasjon

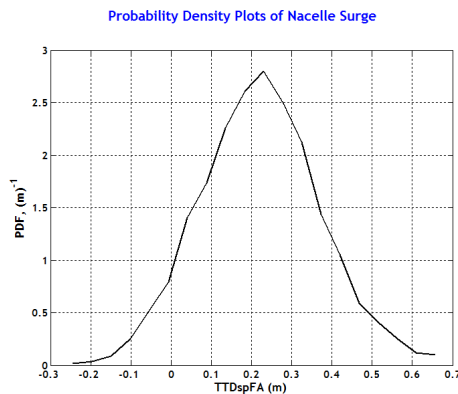
I figur 12.5 på neste side vises noen av vindturbinens forskyvninger og rotasjon over tid. Vi kan se at fundamentet har en forskyvning (drift i havet) i området mellom 0 og 25 m i jag-retning, der største forskyvningen skjer ved omtrent 50 sekunder. Fra omtrent 200 sekunder blir forskyvningen litt mer stabil og forskyvningsområdet er her mellom 5 og 20 m. Grunnen til at forskyvningene og rotasjonen er større i starten av simuleringen kan være på grunn av

brå simuleringsoppstart ¹[34]. Dette fenomenet kan vi tydelig se i grafene for fundamentets stamp-rotasjon og forskyvning i hiv-retning. Resultatene videre vil derfor bli presentert der simuleringen har kommet til en mer stabil fase. Støttekonstruksjonens forskyvning i tårntoppen i jag-retning ligger i et område mellom -0.2 og 0.7 m (relativt til udeformert posisjon). Vi kan se at støttekonstruksjonens forskyvning samsvarer med fundamentets stamp-rotasjon. Det er naturlig, da forskyvningene til støttekonstruksjonen er i direkte korrelasjon med fundamentets rotasjoner. Figur 12.6 og 12.7 viser sannsynlighetstetthetsgrafene til henholdsvis støttekonstruksjonens forskyvning i tårntoppen i jag-retning og fundamentets forskyvning i jag-retning. Vindturbinens (fundamentets) forskyvning i hiv-retning ligger i et område mellom -1,3 og 1 m, der 0 m er ved SVN.

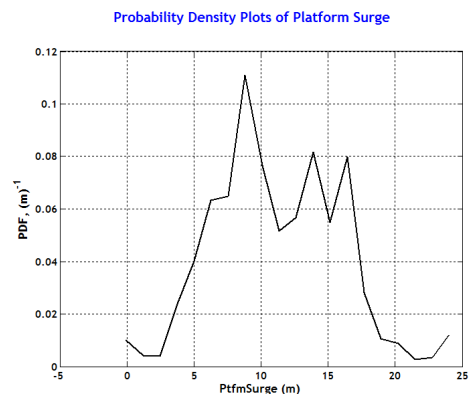


Figur 12.5: Forskyvninger av fundament og støttekonstruksjon i tidsplan, samt stamp-rotasjon av fundament.

¹Når simuleringen starter i FAST vil konstruksjonen få en brå overgang fra null lastpåvirkning til full lastpåvirkning. Dette kan føre til ustabilitet i resultatene for dynamisk respons.



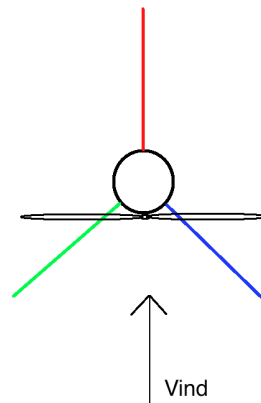
Figur 12.6: Sannsynlighetstetthetsgraf av støttekonstruksjonens forskyvning i tårntoppen i jag-retning, i forhold til udeformert tilstand.



Figur 12.7: Sannsynlighetstetthetsgraf av fundamentforskyvning i jag-retning.

Resultater av forankringskablene

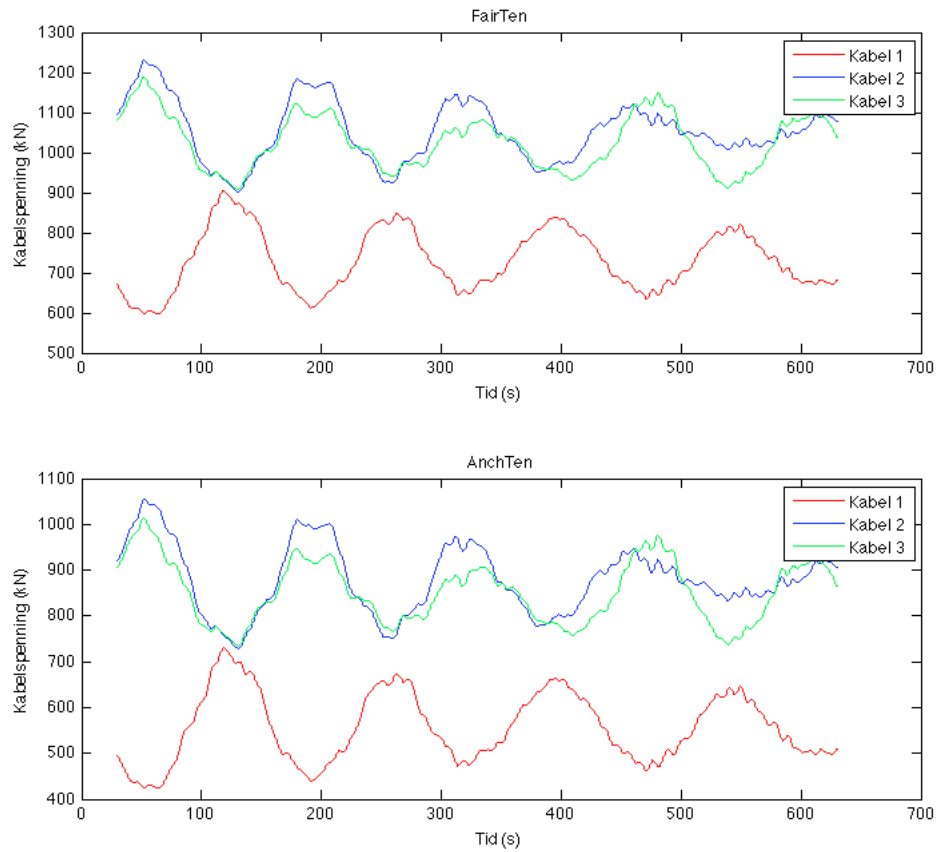
I figur 12.8 vises en skisse av CMS-modellen sett ovenfra. Denne figuren viser forankringskablene og fargene de representerer i grafen i figur 12.9. Figur 12.9 viser forankringskablenes spenninger over tid i henholdsvis delta-koblingen og ved ankerfestet. Hvis vi sammenligner spenningsene med fundamentets forskyvning i jag-retning, vist i figur 12.5, kan vi se at kabel 2 og 3 (blå og grønn graf) får en økning i spennin-



gene når vindturbinen forskyves med vindens hovedretning, mens kabel 1 (rød graf) vil få en reduksjon. Når vindturbinen har en forskyvning mot vindens hovedretning vil kabel 2 og 3 få en spenningsreduksjon, mens kabel 1 vil få en økning. Årsaken til at kabel 2 og 3 har en høyere spenning enn kabel 1 kommer av at vindturbinen, i hele simuleringen, er i et forskyvningsområde som ikke ligger i vindturbinens statiske likevektsposisjon. Hvis vi ser på fundamentets forskyvning i figur 12.5 vil 0 m

Figur 12.8: Skisse av CMS-modellen med forankringskabler. Sett ovenfra.

her være vindturbinens statiske likevektsposisjon (der vindturbinen vil plassere seg hvis ingen ytre laster påvirker konstruksjonen, og der alle forankringskablene har lik spenning).



Figur 12.9: Kabelspenninger i henholdsvis delta-koblingen og ved ankerfestet.

Kapittel 13

Konklusjon og videre forskning

13.1 Rapportens konklusjon

Da det ble gjort analyser av de miljømessige forholdenes relevans til vindturbinens dynamiske oppførsel, viste resultatene at turbulens har mye å si for den dynamiske responsen. Ved kun gjennomsnittlig konstant vindhastighet var vindturbinens forskyvning tilnærmet statisk, mens ved vindhastighet med turbulens fikk vindturbinen en mer stokastisk og dynamisk oppførsel. Bølgelastens relevans ble også studert, og resultatene viste at i området der vindturbinen er i drift har den bølgeinduserte lasten liten påvirkning på vindturbinens dynamiske respons. Derimot ved ekstremvær-tilstand, når vindturbinen er nedstengt, vil bladene ha vridning seg i såkalt «feathered» posisjon, og den bølgeinduserte lasten vil ha større påvirkning på vindturbinens dynamiske respons enn den vindinduserte lasten.

I analysen av bunnfast vindturbin med monopel fundament viste resultatene at bladenes «pitch»-regulering (bladvridning) og induksjonsfaktoren, a , hadde mye å si for vindturbinens dynamiske respons. Å sammenligne resultatene med forenklete håndberegninger var vanskelig, da det i håndberegningene ikke var tatt høyde for bladvridningen, samt at induksjonsfaktoren, som var satt som den teoretiske maksimale verdien, var altfor høy i forhold til induksjonsfaktoren regnet ut i FAST-analysen. Dette førte til at de forenklete håndberegningene beregnet med en mye høyere vindlast, og differansen i den dynamiske responsen ble derfor stor. Ved å forenkle FAST-analysen, og bruke samme induksjonsfaktor i begge beregningsmetodene, ble resultatene mer sammenfallende.

Resultatene fra frekvensanalysen til den bunnfaste vindturbinen med monopel

fundament viste at ingen av de studerte frekvensene til vindturbinen sammenfalt med rotorens rotasjonsfrekvens (1P) og bladenes passeringsfrekvens (3P), se Campbelldiagrammet i figur 11.15. Den første naturlige frekvensen til bladene i både i-plan og ut-av-plan forskyvning lå høyt over 1P og 3P. Når det gjaldt støttekonstruksjonens første naturlige frekvenser i jag- og svai-retning viste resultatene at de begge lå mellom 1P og 3P når vindturbinen var i drift. Dette sammenfaller med referanseturbinen til NREL som var designet for å være en «myk-stiv»-konstruksjon. Et annet fenomen som resultatene fra frekvensanalysen viste var sentrifugalstivningen som opptrer i bladene når rotoren roterer. Bladenes første naturlige frekvens i i-plan-retning økte med økende RPM. I ut-av-plan-retning sank først frekvensen med økende RPM, før den flatet ut, og så steg ved omtrent 12.1 RPM. Denne effekten kommer av «sentrifugalkraften» som stiver opp bladene når rotoren roterer.

I analysen av den flytende kjedelinjeførtøyd (CMS) vindturbinen ble turbinen kun studert i tids-plan. Grunnen til at det ikke ble gjort en frekvensanalyse var på grunn av at det i flytende konstruksjoner oppstår komplekse ikke-lineære effekter på grunn av måten konstruksjonen er forankret. Analysen ble ikke linearisert, og det var av den grunn vanskelig å få til en tilfredsstillende frekvensanalyse. Resultatene fra tidsanalysen viste at det i starten av simuleringen var større dynamisk respons enn lenger ut i simuleringen. Dette kommer av at FAST starter simuleringen når konstruksjonen er i likevektsposisjon, og med ingen ytre laster som påvirker den. Når simuleringen starter kommer lasten brått på, og det oppstår ustabilitet i resultatene. Det ble derfor valgt å se bort i fra de delene av resultatene som ble påvirket av denne brå oppstarten.

13.2 Videre forskning

- Denne masteroppgaven studerte kun vindturbiner som sto alene ute i havet, mens de normalt er plassert sammen med et stort antall av andre vindturbiner i en vindpark. I en vindpark blir de enkelte vindturbinene påvirket av de andre vindturbinene i form av for eksempel forsterket turbulens i vinden og lavere vindhastighet. Dette påvirker den strukturelle responsen, og ikke minst mengde av uttak av vindenergi. Det bør forskes videre på offshore vindturbiner plassert i en vindpark.
- Det ble ikke sett på transiente responser ved oppstart eller nedstegning av vindturbinene. Brå endringer av responsen til en vindturbin kan føre til større utmatting, kortere levetid og ved ekstreme tilfeller brudd i rotorsys-

temet. Utsiktet stopp i rotoren og påvirkningen det har på vindturbinen kan det forskes mer på.

- Det ble ikke sett på det økonomiske aspektet i denne masteroppgaven. Offshore vindturbiner er et såpass nytt konsept, og det er foreløpig vanskelig å få et offshore vindprosjekt til å bli lønnsomt. Det bør derfor forskes mer på mulige områder som kan senke kostnadene og øke inntektene. Større vindturbiner øker energiuttaket og dermed inntektene, men det øker også kostnadene i form av økt materialforbruk og mer krevende offshore installasjon.
- Da flytende vindturbiner er et relativt nytt konsept er det hentet ut lite data fra virkelige prosjekter og hvordan disse turbinene oppfører seg ute i havet. Det er vanskelig å få riktig data fra en modell som er skalert ned, da den dynamiske responsen til modellen ikke fullt ut er mulig å sammenligne med fullskala-prosjekter. Der er allikevel mulig å få ut noen viktige data ved å studere en modell som er skalert ned. Statoil lagde en modell av Hywind-konseptet og testet den ut, før de plasserte en fullskala-versjon, i størrelsesorden 2,3 MW, ute i havet.
- FAST er et program som først og fremst ble utviklet for simulering og analysing av landbaserte vindturbiner. Programmet er under testing, og er ikke offisielt utgitt som et fullverdig program. I det siste året (2011/2012) har FAST utviklet seg til å også gjelde for offshore vindturbiner. Den teoretiske manualen til FAST er, i skrivende stund, ikke ferdigskrevet og heller ikke utgitt. På grunn av dette var forståelsen av hvordan FAST fungerte mindre enn det som var ønskelig. Én av grunnene til at den teoretiske manualen til FAST ikke er skrevet og utgitt skal være av økonomiske årsaker. Hvis utviklerne av FAST får den nødvendige økonomiske rammen som trengs til å ferdigutvikle et fullverdig program kan dette programmet bli et veldig godt verktøy for vindindustrien.

Tillegg A

Input-filer monopol

A.1 FAST inputfiler

A.1.1 FAST hovedfil

```
-----
----- FAST INPUT FILE -----
NREL 5.0 MW Baseline Wind Turbine for Use in Offshore Analysis.
----- SIMULATION CONTROL -----
False      Echo          - Echo input data to "echo.out" (flag)
1          ADAMSPrep      - ADAMS preprocessor mode {1: Run FAST, 2: use FAST as a preprocessor to create an ADAMS mod
1          AnalMode       - Analysis mode {1: Run a time-marching simulation, 2: create a periodic linearized model}
3          NumBl          - Number of blades (-)
630.0      TMax           - Total run time (s)
0.0125     DT             - Integration time step (s)
----- TURBINE CONTROL -----
0          YCMode         - Yaw control mode {0: none, 1: user-defined from routine UserYawCont, 2: user-defined from
9999.9     TYCOn          - Time to enable active yaw control (s) [unused when YCMode=0]
1          PCMode         - Pitch control mode {0: none, 1: user-defined from routine PitchCntrl, 2: user-defined
0.0        TPCOn          - Time to enable active pitch control (s) [unused when PCMode=0]
2          VSContrl       - Variable-speed control mode {0: none, 1: simple VS, 2: user-defined from routine UserVSContrl
9999.9     VS_RtGnSp      - Rated generator speed for simple variable-speed generator control (HSS side) (rpm) [used o
9999.9     VS_RtTq        - Rated generator torque/constant generator torque in Region 3 for simple variable-speed gene
9999.9     VS_Rgn2K       - Generator torque constant in Region 2 for simple variable-speed generator control (HSS side)
9999.9     VS_SlPc        - Rated generator slip percentage in Region 2 1/2 for simple variable-speed generator control
2          GenModel       - Generator model {1: simple, 2: Thevenin, 3: user-defined from routine UserGen} (switch) [us
True       GenTiStr       - Method to start the generator {T: timed using TimGenOn, F: generator speed using SpdGenOn}
True       GenTiStp       - Method to stop the generator {T: timed using TimGenOf, F: when generator power = 0} (flag)
9999.9     SpdGenOn       - Generator speed to turn on the generator for a startup (HSS speed) (rpm) [used only when Ge
0.0        TimGenOn       - Time to turn on the generator for a startup (s) [used only when GenTiStr=True]
9999.9     TimGenOf       - Time to turn off the generator (s) [used only when GenTiStp=True]
1          HSSBrMode      - HSS brake model {1: simple, 2: user-defined from routine UserHSSBr} (switch)
9999.9     THSSBrDp       - Time to initiate deployment of the HSS brake (s)
9999.9     TiDynBrk       - Time to initiate deployment of the dynamic generator brake [CURRENTLY IGNORED] (s)
9999.9     TTPBrDp(1)     - Time to initiate deployment of tip brake 1 (s)
9999.9     TTPBrDp(2)     - Time to initiate deployment of tip brake 2 (s)
9999.9     TTPBrDp(3)     - Time to initiate deployment of tip brake 3 (s) [unused for 2 blades]
9999.9     TBDepISp(1)    - Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 1 (rpm)
9999.9     TBDepISp(2)    - Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 2 (rpm)
9999.9     TBDepISp(3)    - Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 3 (rpm) [unused for 2 blades]
9999.9     TYawManS       - Time to start override yaw maneuver and end standard yaw control (s)
9999.9     TYawManE       - Time at which override yaw maneuver reaches final yaw angle (s)
0.0        NacYawF        - Final yaw angle for override yaw maneuvers (degrees)
9999.9     TPitManS(1)    - Time to start override pitch maneuver for blade 1 and end standard pitch control (s)
9999.9     TPitManS(2)    - Time to start override pitch maneuver for blade 2 and end standard pitch control (s)
```

```

9999.9 TPitManS(3) - Time to start override pitch maneuver for blade 3 and end standard pitch control (s) [unused]
9999.9 TPitManE(1) - Time at which override pitch maneuver for blade 1 reaches final pitch (s)
9999.9 TPitManE(2) - Time at which override pitch maneuver for blade 2 reaches final pitch (s)
9999.9 TPitManE(3) - Time at which override pitch maneuver for blade 3 reaches final pitch (s) [unused for 2 blades]
0.0 B1Pitch(1) - Blade 1 initial pitch (degrees)
0.0 B1Pitch(2) - Blade 2 initial pitch (degrees)
0.0 B1Pitch(3) - Blade 3 initial pitch (degrees) [unused for 2 blades]
0.0 B1PitchF(1) - Blade 1 final pitch for pitch maneuvers (degrees)
0.0 B1PitchF(2) - Blade 2 final pitch for pitch maneuvers (degrees)
0.0 B1PitchF(3) - Blade 3 final pitch for pitch maneuvers (degrees) [unused for 2 blades]
-----
ENVIRONMENTAL CONDITIONS -----
9.80665 Gravity - Gravitational acceleration (m/s^2)
-----
FEATURE FLAGS -----
True FlapDOF1 - First flapwise blade mode DOF (flag)
True FlapDOF2 - Second flapwise blade mode DOF (flag)
True EdgeDOF - First edgewise blade mode DOF (flag)
False TeetDOF - Rotor-teeter DOF (flag) [unused for 3 blades]
True DrTrDOF - Drivetrain rotational-flexibility DOF (flag)
False GenDOF - Generator DOF (flag)
True YawDOF - Yaw DOF (flag)
True TwFADOF1 - First fore-aft tower bending-mode DOF (flag)
True TwFADOF2 - Second fore-aft tower bending-mode DOF (flag)
True TwSSDOF1 - First side-to-side tower bending-mode DOF (flag)
True TwSSDOF2 - Second side-to-side tower bending-mode DOF (flag)
True CompAero - Compute aerodynamic forces (flag)
False CompNoise - Compute aerodynamic noise (flag)
-----
INITIAL CONDITIONS -----
0.0 OoPDefl - Initial out-of-plane blade-tip displacement (meters)
0.0 IPDefl - Initial in-plane blade-tip deflection (meters)
0.0 TeetDefl - Initial or fixed teeter angle (degrees) [unused for 3 blades]
0.0 Azimuth - Initial azimuth angle for blade 1 (degrees)
0.0 RotSpeed - Initial or fixed rotor speed (rpm)
0.0 NacYaw - Initial or fixed nacelle-yaw angle (degrees)
0.0 TTDspFA - Initial fore-aft tower-top displacement (meters)
0.0 TTDspSS - Initial side-to-side tower-top displacement (meters)
-----
TURBINE CONFIGURATION -----
63.0 TipRad - The distance from the rotor apex to the blade tip (meters)
1.5 HubRad - The distance from the rotor apex to the blade root (meters)
1 PSpnElN - Number of the innermost blade element which is still part of the pitchable portion of the
0.0 UndSling - Undersling length [distance from teeter pin to the rotor apex] (meters) [unused for 3 blades]
0.0 HubCM - Distance from rotor apex to hub mass [positive downwind] (meters)
-5.01910 OverHang - Distance from yaw axis to rotor apex [3 blades] or teeter pin [2 blades] (meters)
1.9 NacCMxn - Downwind distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)
0.0 NacCMyn - Lateral distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)
1.75 NacCMzn - Vertical distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)
87.6 TowerHt - Height of tower above ground level [onshore] or MSL [offshore] (meters)
1.96256 Twr2Shft - Vertical distance from the tower-top to the rotor shaft (meters)
0.0 TwrRBHt - Tower rigid base height (meters)
-5.0 ShftTilt - Rotor shaft tilt angle (degrees)
0.0 Delta3 - Delta-3 angle for teetering rotors (degrees) [unused for 3 blades]
-2.5 PreCone(1) - Blade 1 cone angle (degrees)
-2.5 PreCone(2) - Blade 2 cone angle (degrees)
-2.5 PreCone(3) - Blade 3 cone angle (degrees) [unused for 2 blades]
0.0 AzimB1Up - Azimuth value to use for I/O when blade 1 points up (degrees)
-----
MASS AND INERTIA -----
0.0 YawBrMass - Yaw bearing mass (kg)
240.00E3 NacMass - Nacelle mass (kg)
56.78E3 HubMass - Hub mass (kg)
0.0 TipMass(1) - Tip-brake mass, blade 1 (kg)
0.0 TipMass(2) - Tip-brake mass, blade 2 (kg)
0.0 TipMass(3) - Tip-brake mass, blade 3 (kg) [unused for 2 blades]
2607.89E3 NacYIner - Nacelle inertia about yaw axis (kg m^2)
534.116 GenIner - Generator inertia about HSS (kg m^2)
115.926E3 HubIner - Hub inertia about rotor axis [3 blades] or teeter axis [2 blades] (kg m^2)
-----
DRIVETRAIN -----
100.0 GBoxEff - Gearbox efficiency (%)
94.4 GenEff - Generator efficiency [ignored by the Thevenin and user-defined generator models] (%)
97.0 GBRatio - Gearbox ratio (-)
False GBRevers - Gearbox reversal {T: if rotor and generator rotate in opposite directions} (flag)
28.1162E3 HSSBrTqF - Fully deployed HSS-brake torque (N-m)
0.6 HSSBrDT - Time for HSS-brake to reach full deployment once initiated (sec) [used only when HSSBrMode=
867.637E6 DTTorSpr - Drivetrain torsional spring (N-m/rad)
6.215E6 DTTorDmp - Drivetrain torsional damper (N-m/(rad/s))

```

----- SIMPLE INDUCTION GENERATOR -----			
9999.9	SIG_SlPc	- Rated generator slip percentage (%) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]	
9999.9	SIG_SySp	- Synchronous (zero-torque) generator speed (rpm) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]	
9999.9	SIG_RtTq	- Rated torque (N-m) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]	
9999.9	SIG_PORt	- Pull-out ratio (Tpullout/Trated) (-) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]	
----- THEVENIN-EQUIVALENT INDUCTION GENERATOR -----			
9999.9	TEC_Freq	- Line frequency [50 or 60] (Hz) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]	
9998	TEC_NPo1	- Number of poles [even integer > 0] (-) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]	
9999.9	TEC_SRes	- Stator resistance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]	
9999.9	TEC_RRes	- Rotor resistance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]	
9999.9	TEC_VLL	- Line-to-line RMS voltage (volts) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]	
9999.9	TEC_SLR	- Stator leakage reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]	
9999.9	TEC_RLR	- Rotor leakage reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]	
9999.9	TEC_MR	- Magnetizing reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]	
----- PLATFORM -----			
2	PtfmModel	- Platform model {0: none, 1: onshore, 2: fixed bottom offshore, 3: floating offshore} (swit	
"NREOffshshrBsline5MW_Platform_Monopile_RF.dat"		PtfmFile	- Name of file containing platform properties (quoted st
----- TOWER -----			
99	TwrNodes	- Number of tower nodes used for analysis (-)	
"NREOffshshrBsline5MW_Tower_Monopile_RF.dat"		TwrFile	- Name of file containing tower properties (quoted strin
----- NACELLE-YAW -----			
9028.32E6	YawSpr	- Nacelle-yaw spring constant (N-m/rad)	
19.16E6	YawDamp	- Nacelle-yaw damping constant (N-m/(rad/s))	
0.0	YawNeut	- Neutral yaw position--yaw spring force is zero at this yaw (degrees)	
----- FURLING -----			
False	Furling	- Read in additional model properties for furling turbine (flag)	
	FurlFile	- Name of file containing furling properties (quoted string) [unused when Furling=False]	
----- ROTOR-TEETER -----			
0	TeetMod	- Rotor-teeter spring/damper model {0: none, 1: standard, 2: user-defined from routine UserTe	
0.0	TeetDmpP	- Rotor-teeter damper position (degrees) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]	
0.0	TeetDmp	- Rotor-teeter damping constant (N-m/(rad/s)) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]	
0.0	TeetCDmp	- Rotor-teeter rate-independent Coulomb-damping moment (N-m) [used only for 2 blades and when	
0.0	TeetSSStP	- Rotor-teeter soft-stop position (degrees) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]	
0.0	TeetHStP	- Rotor-teeter hard-stop position (degrees) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]	
0.0	TeetSSSp	- Rotor-teeter soft-stop linear-spring constant (N-m/rad) [used only for 2 blades and when Te	
0.0	TeetHSSp	- Rotor-teeter hard-stop linear-spring constant (N-m/rad) [used only for 2 blades and when Te	
----- TIP-BRAKE -----			
0.0	TBDrConN	- Tip-brake drag constant during normal operation, Cd*Area (m^2)	
0.0	TBDrConD	- Tip-brake drag constant during fully-deployed operation, Cd*Area (m^2)	
0.0	TpBrDT	- Time for tip-brake to reach full deployment once released (sec)	
----- BLADE -----			
"NREOffshshrBsline5MW_Blade.dat"		BldFile(1)	- Name of file containing properties for blade 1 (quoted
"NREOffshshrBsline5MW_Blade.dat"		BldFile(2)	- Name of file containing properties for blade 2 (quoted
"NREOffshshrBsline5MW_Blade.dat"		BldFile(3)	- Name of file containing properties for blade 3 (quoted
----- AERODYN -----			
"NREOffshshrBsline5MW_AeroDyn.ipt"		ADFile	- Name of file containing AeroDyn input parameters (quot
----- NOISE -----			
	NoiseFile	- Name of file containing aerodynamic noise input parameters (quoted string) [used only when	
----- ADAMS -----			
"NREOffshshrBsline5MW_ADAMSSpecific.dat"		ADAMSFile	- Name of file containing ADAMS-specific input parameter
----- LINEARIZATION CONTROL -----			
"NREOffshshrBsline5MW_Linear.dat"		LinFile	- Name of file containing FAST linearization parameters
----- OUTPUT -----			
True	SumPrint	- Print summary data to "<RootName>.fsm" (flag)	
True	TabDelim	- Generate a tab-delimited tabular output file. (flag)	
"ES10.3E2"	OutFmt	- Format used for tabular output except time. Resulting field should be 10 characters. (quot	
30.0	TStart	- Time to begin tabular output (s)	
1	DecFact	- Decimation factor for tabular output {1: output every time step} (-)	
1.0	SttsTime	- Amount of time between screen status messages (sec)	
-3.09528	NcIMUxn	- Downwind distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)	
0.0	NcIMUyn	- Lateral distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)	
2.23336	NcIMUzn	- Vertical distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)	
1.912	ShftGagL	- Distance from rotor apex [3 blades] or teeter pin [2 blades] to shaft strain gages [positiv	
3	NTwGages	- Number of tower nodes that have strain gages for output [0 to 9] (-)	
10,19,28	TwrGagNd	- List of tower nodes that have strain gages [1 to TwrNodes] (-) [unused if NTwGages=0]	
3	NBlGages	- Number of blade nodes that have strain gages for output [0 to 9] (-)	
5,9,13	BldGagNd	- List of blade nodes that have strain gages [1 to BldNodes] (-) [unused if NBlGages=0]	
	OutList	- The next line(s) contains a list of output parameters. See OutList.txt for a listing of av	
"WindVxi , WindVyi , WindVzi"			- Longitudinal, lateral, and vertical wind speeds
"WaveElev"			- Wave elevation at the platform reference point
"GenPwr , GenTq"			- Electrical generator power and torque
"OoPDefl1 , IPDefl1 , TwstDefl1"			- Blade 1 out-of-plane and in-plane deflections and tip
"BldPitch1"			- Blade 1 pitch angle
"Azimuth"			- Blade 1 azimuth angle

"RotSpeed , GenSpeed"	- Low-speed shaft and high-speed shaft speeds
"TTDspFA , TTDspSS , TTDspTwst"	- Tower fore-aft and side-to-side displacements and top
"TeetDefl , TeetDefl"	- Dummy placeholders for the unavailable fore-aft and si
"PtfmTDxi , PtfmTDyi , PtfmRDxi , PtfmRDyi"	- Fore-aft, side-to-side, roll, and pitch displacements
"TeetDefl , TeetDefl"	- Dummy placeholders for the unavailable fore-aft and si
"Spn2MLxb1 , Spn2MLyb1"	- Blade 1 local edgewise and flapwise bending moments at
"RootFxc1 , RootFyc1 , RootFzc1"	- Out-of-plane shear, in-plane shear, and axial forces
"RootMxc1 , RootMyc1 , RootMzc1"	- In-plane bending, out-of-plane bending, and pitching m
"RotTorq , LSSGagMya , LSSGagMza"	- Rotor torque and low-speed shaft 0- and 90-bending mo
"YawBrFxp , YawBrFyp , YawBrFzp"	- Fore-aft shear, side-to-side shear, and vertical force
"YawBrMxp , YawBrMyp , YawBrMzp"	- Side-to-side bending, fore-aft bending, and yaw moment
"TwHt3MLxt , TwHt3MLyt"	- Local side-to-side and fore-aft bending moments at tow
"TwHt2MLxt , TwHt2MLyt"	- Local side-to-side and fore-aft bending moments at tow
"TwHt1MLxt , TwHt1MLyt"	- Local side-to-side and fore-aft bending moments at tow
"TwrBsFxt , TwrBsFyt , TwrBsFzt"	- Fore-aft shear, side-to-side shear, and vertical forc
"TwrBsMxt , TwrBsMyt , TwrBsMzt"	- Side-to-side bending, fore-aft bending, and yaw moment
"TeetDefl , TeetDefl , TeetDefl , TeetDefl"	- Dummy placeholders for the unavailable local fore-aft
"PtfmSurge , PtfmSway , PtfmRoll , PtfmPitch"	- Platform surge, sway, roll, and pitch displacements (f

END of FAST input file (the word "END" must appear in the first 3 columns of this last line).

A.1.2 AeroDyn-fil

```

NREL 5.0 MW offshore baseline aerodynamic input properties; Compatible with AeroDyn v12.58.
SI              SysUnits      - System of units used for input and output [must be SI for FAST] (unquoted string)
BEDDOES        StallMod      - Dynamic stall included [BEDDOES or STEADY] (unquoted string)
USE_CM          UseCm         - Use aerodynamic pitching moment model? [USE_CM or NO_CM] (unquoted string)
EQUIL           InfModel      - Inflow model [DYNIN or EQUIL] (unquoted string)
SWIRL           IndModel      - Induction-factor model [NONE or WAKE or SWIRL] (unquoted string)
0.005           AToler        - Induction-factor tolerance (convergence criteria) (-)
PRANDt1         TLModel       - Tip-loss model (EQUIL only) [PRANDt1, GTECH, or NONE] (unquoted string)
PRANDt1         HLModel       - Hub-loss model (EQUIL only) [PRANDt1 or NONE] (unquoted string)
"WinddataAverage\Winddata.bts"      WindFile      - Name of file containing wind data (quoted string)
90.0            HH            - Wind reference (hub) height [TowerHt+Twr2Shft+OverHang*SIN(ShftTilt)] (m)
0.0             TwrShad       - Tower-shadow velocity deficit (-)
9999.9          ShadHwid      - Tower-shadow half width (m)
9999.9          T_Shad_Refpt- Tower-shadow reference point (m)
1.225           AirDens       - Air density (kg/m^3)
1.464E-5        KinVisc       - Kinematic air viscosity [CURRENTLY IGNORED] (m^2/sec)
0.02479         DTAero        - Time interval for aerodynamic calculations (sec)
8              NumFoil        - Number of airfoil files (-)
"AeroData\Cylinder1.dat"          FoilNm          - Names of the airfoil files [NumFoil lines] (quoted string)
"AeroData\Cylinder2.dat"
"AeroData\DU40_A17.dat"
"AeroData\DU35_A17.dat"
"AeroData\DU30_A17.dat"
"AeroData\DU25_A17.dat"
"AeroData\DU21_A17.dat"
"AeroData\NACA64_A17.dat"
17             BldNodes      - Number of blade nodes used for analysis (-)
RNodes  AeroTwst  DRNodes  Chord  NFoil  PrnElm
2.8667  13.308   2.7333   3.542  1      PRINT
5.6000  13.308   2.7333   3.854  1      PRINT
8.3333  13.308   2.7333   4.167  2      PRINT
11.7500 13.308   4.1000   4.557  3      PRINT
15.8500 11.480   4.1000   4.652  4      PRINT
19.9500 10.162   4.1000   4.458  4      PRINT
24.0500 9.011    4.1000   4.249  5      PRINT
28.1500 7.795    4.1000   4.007  6      PRINT
32.2500 6.544    4.1000   3.748  6      PRINT
36.3500 5.361    4.1000   3.502  7      PRINT
40.4500 4.188    4.1000   3.256  7      PRINT
44.5500 3.125    4.1000   3.010  8      PRINT
48.6500 2.319    4.1000   2.764  8      PRINT
52.7500 1.526    4.1000   2.518  8      PRINT
56.1667 0.863    2.7333   2.313  8      PRINT
58.9000 0.370    2.7333   2.086  8      PRINT
61.6333 0.106    2.7333   1.419  8      PRINT

```


A.1.3 Plattform-fil

----- FAST PLATFORM FILE -----		
NREL 5.0 MW offshore baseline monopile platform with rigid foundation input properties.		
----- FEATURE FLAGS (CONT) -----		
False	PtfmSgDOF	- Platform horizontal surge translation DOF (flag)
False	PtfmSwDOF	- Platform horizontal sway translation DOF (flag)
False	PtfmHvDOF	- Platform vertical heave translation DOF (flag)
False	PtfmRDOF	- Platform roll tilt rotation DOF (flag)
False	PtfmPDOF	- Platform pitch tilt rotation DOF (flag)
False	PtfmYDOF	- Platform yaw rotation DOF (flag)
----- INITIAL CONDITIONS (CONT) -----		
0.0	PtfmSurge	- Initial or fixed horizontal surge translational displacement of platform (meters)
0.0	PtfmSway	- Initial or fixed horizontal sway translational displacement of platform (meters)
0.0	PtfmHeave	- Initial or fixed vertical heave translational displacement of platform (meters)
0.0	PtfmRoll	- Initial or fixed roll tilt rotational displacement of platform (degrees)
0.0	PtfmPitch	- Initial or fixed pitch tilt rotational displacement of platform (degrees)
0.0	PtfmYaw	- Initial or fixed yaw rotational displacement of platform (degrees)
----- TURBINE CONFIGURATION (CONT) -----		
20.0	TwrDraft	- Downward distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the tower base platf
20.0	PtfmCM	- Downward distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform CM (met
20.0	PtfmRef	- Downward distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform referen
----- MASS AND INERTIA (CONT) -----		
0.0	PtfmMass	- Platform mass (kg)
0.0	PtfmRIner	- Platform inertia for roll tilt rotation about the platform CM (kg m ²)
0.0	PtfmPIner	- Platform inertia for pitch tilt rotation about the platform CM (kg m ²)
0.0	PtfmYIner	- Platform inertia for yaw rotation about the platform CM (kg m ²)
----- PLATFORM (CONT) -----		
0	PtfmLdMod	- Platform loading model {0: none, 1: user-defined from routine UserPtfmLd} (switch)
----- TOWER (CONT) -----		
1	TwrLdMod	- Tower loading model {0: none, 1: Morison's equation, 2: user-defined from routine UserTwrLd
6.0	TwrDiam	- Tower diameter in Morison's equation (meters) [used only when TwrLdMod=1]
1.0	TwrCA	- Normalized hydrodynamic added mass coefficient in Morison's equation (-) [used only when
1.0	TwrcD	- Normalized hydrodynamic viscous drag coefficient in Morison's equation (-) [used only when
----- WAVES -----		
1027.0	WtrDens	- Water density (kg/m ³)
20.0	WtrDpth	- Water depth (meters)
0	WaveMod	- Incident wave kinematics model {0: none=still water, 1: plane progressive (regular), 2: JON
3	WaveStMod	- Model for stretching incident wave kinematics to instantaneous free surface {0: none=no str
3630.0	WaveTMax	- Analysis time for incident wave calculations (sec) [unused when WaveMod=0] [determines Wave
0.25	WaveDT	- Time step for incident wave calculations (sec) [unused when WaveMod=0] [0.1<=WaveDT<=1.0 re
4.8	WaveHs	- Significant wave height of incident waves (meters) [used only when WaveMod=1 or 2]
10.8	WaveTp	- Peak spectral period of incident waves (sec) [used only when WaveMod=1 or 2]
DEFAULT	WavePkShp	- Peak shape parameter of incident wave spectrum (-) or DEFAULT (unquoted string) [used only
0.0	WaveDir	- Incident wave propagation heading direction (degrees) [unused when WaveMod=0 or 4]
123456789	WaveSeed(1)	- First random seed of incident waves [-2147483648 to 2147483647] (-) [unused when WaveMod=0
1011121314	WaveSeed(2)	- Second random seed of incident waves [-2147483648 to 2147483647] (-) [unused when WaveMod=0
	GHWvFile	- Root name of GH Bladed files containing wave data (quoted string) [used only when WaveMod
----- CURRENT -----		
0	CurrMod	- Current profile model {0: none=no current, 1: standard, 2: user-defined from routine UserC
0.0	CurrSSV0	- Sub-surface current velocity at still water level (m/s) [used only when CurrMod=1]
DEFAULT	CurrSSDir	- Sub-surface current heading direction (degrees) or DEFAULT (unquoted string) [used only whe
20.0	CurrNSRef	- Near-surface current reference depth (meters) [used only when CurrMod=1]
0.0	CurrNSV0	- Near-surface current velocity at still water level (m/s) [used only when CurrMod=1]
0.0	CurrNSDir	- Near-surface current heading direction (degrees) [used only when CurrMod=1]
0.0	CurrDIV	- Depth-independent current velocity (m/s) [used only when CurrMod=1]
0.0	CurrDIDir	- Depth-independent current heading direction (degrees) [used only when CurrMod=1]
----- OUTPUT (CONT) -----		
0	NWaveKin	- Number of points where the wave kinematics can be output [0 to 9] (-)
	WaveKinNd	- List of tower nodes that have wave kinematics sensors [1 to TwrNodes] (-) [unused if NWaveK

A.1.4 Tårn-fil

----- FAST TOWER FILE -----		
NREL 5.0 MW offshore baseline monopile tower with rigid foundation input properties.		
----- TOWER PARAMETERS -----		
13	NtwInpSt	- Number of input stations to specify tower geometry
False	CalcTMode	- Calculate tower mode shapes internally {T: ignore mode shape
1.0	TwrFADmp(1)	- Tower 1st fore-aft mode structural damping ratio (%)

1.0	TwrFADmp(2) - Tower 2nd fore-aft mode structural damping ratio (%)								
1.0	TwrSSDmp(1) - Tower 1st side-to-side mode structural damping ratio (%)								
1.0	TwrSSDmp(2) - Tower 2nd side-to-side mode structural damping ratio (%)								
----- TOWER ADJUSTMUNT FACTORS -----									
1.0	FAStTunr(1) - Tower fore-aft modal stiffness tuner, 1st mode (-)								
1.0	FAStTunr(2) - Tower fore-aft modal stiffness tuner, 2nd mode (-)								
1.0	SSStTunr(1) - Tower side-to-side stiffness tuner, 1st mode (-)								
1.0	SSStTunr(2) - Tower side-to-side stiffness tuner, 2nd mode (-)								
1.0	AdjTwMa - Factor to adjust tower mass density (-)								
1.0	AdjFASt - Factor to adjust tower fore-aft stiffness (-)								
1.0	AdjSSSt - Factor to adjust tower side-to-side stiffness (-)								
----- DISTRIBUTED TOWER PROPERTIES -----									
HtFract	TMassDen	TwFAStif	TwSSStif	TwGJStif	TwEAStif	TwFAIner	TwSSIner	TwFACgOf	TwSScgOf
(-)	(kg/m)	(Nm^2)	(Nm^2)	(Nm^2)	(N)	(kg m)	(kg m)	(m)	(m)
0.00000	5590.87	614.34E9	614.34E9	472.75E9	138.130E9	24866.3	24866.3	0.0	0.0
0.10000	5590.87	614.34E9	614.34E9	472.75E9	138.130E9	24866.3	24866.3	0.0	0.0
0.20000	5590.87	614.34E9	614.34E9	472.75E9	138.130E9	24866.3	24866.3	0.0	0.0
0.28000	5232.43	534.82E9	534.82E9	411.56E9	129.270E9	21647.5	21647.5	0.0	0.0
0.36000	4885.76	463.27E9	463.27E9	356.50E9	120.710E9	18751.3	18751.3	0.0	0.0
0.44000	4550.87	399.13E9	399.13E9	307.14E9	112.430E9	16155.3	16155.3	0.0	0.0
0.52000	4227.75	341.88E9	341.88E9	263.09E9	104.450E9	13838.1	13838.1	0.0	0.0
0.60000	3916.41	291.01E9	291.01E9	223.94E9	96.760E9	11779.0	11779.0	0.0	0.0
0.68000	3616.83	246.03E9	246.03E9	189.32E9	89.360E9	9958.2	9958.2	0.0	0.0
0.76000	3329.03	206.46E9	206.46E9	158.87E9	82.250E9	8356.6	8356.6	0.0	0.0
0.84000	3053.01	171.85E9	171.85E9	132.24E9	75.430E9	6955.9	6955.9	0.0	0.0
0.92000	2788.75	141.78E9	141.78E9	109.10E9	68.900E9	5738.6	5738.6	0.0	0.0
1.00000	2536.27	115.82E9	115.82E9	89.13E9	62.660E9	4688.0	4688.0	0.0	0.0
----- TOWER FORE-AFT MODE SHAPES -----									
1.3567	TwFAM1Sh(2) - Mode 1, coefficient of x^2 term								
-3.7853	TwFAM1Sh(3) - , coefficient of x^3 term								
8.5603	TwFAM1Sh(4) - , coefficient of x^4 term								
-7.4143	TwFAM1Sh(5) - , coefficient of x^5 term								
2.2826	TwFAM1Sh(6) - , coefficient of x^6 term								
-59.6946	TwFAM2Sh(2) - Mode 2, coefficient of x^2 term								
60.4622	TwFAM2Sh(3) - , coefficient of x^3 term								
-84.6830	TwFAM2Sh(4) - , coefficient of x^4 term								
182.3303	TwFAM2Sh(5) - , coefficient of x^5 term								
-97.4148	TwFAM2Sh(6) - , coefficient of x^6 term								
----- TOWER SIDE-TO-SIDE MODE SHAPES -----									
1.3381	TwSSM1Sh(2) - Mode 1, coefficient of x^2 term								
-3.8562	TwSSM1Sh(3) - , coefficient of x^3 term								
8.8383	TwSSM1Sh(4) - , coefficient of x^4 term								
-7.5993	TwSSM1Sh(5) - , coefficient of x^5 term								
2.2791	TwSSM1Sh(6) - , coefficient of x^6 term								
-79.9756	TwSSM2Sh(2) - Mode 2, coefficient of x^2 term								
114.9671	TwSSM2Sh(3) - , coefficient of x^3 term								
-238.8314	TwSSM2Sh(4) - , coefficient of x^4 term								
380.7391	TwSSM2Sh(5) - , coefficient of x^5 term								
-175.8991	TwSSM2Sh(6) - , coefficient of x^6 term								

A.1.5 Rotorblad-fil

----- FAST INDIVIDUAL BLADE FILE -----											
NREL 5.0 MW offshore baseline blade input properties.											
----- BLADE PARAMETERS -----											
49	NBlInpSt	- Number of blade input stations (-)									
False	CalcBMode	- Calculate blade mode shapes internally {T: ignore mode shapes from below, F: use mode shapes from below}									
0.477465	BldFlDmp(1)	- Blade flap mode #1 structural damping in percent of critical (%)									
0.477465	BldFlDmp(2)	- Blade flap mode #2 structural damping in percent of critical (%)									
0.477465	BldEdDmp(1)	- Blade edge mode #1 structural damping in percent of critical (%)									
----- BLADE ADJUSTMENT FACTORS -----											
1.0	FlStTunr(1)	- Blade flapwise modal stiffness tuner, 1st mode (-)									
1.0	FlStTunr(2)	- Blade flapwise modal stiffness tuner, 2nd mode (-)									
1.04536	AdjBlMs	- Factor to adjust blade mass density (-)									
1.0	AdjFlSt	- Factor to adjust blade flap stiffness (-)									
1.0	AdjEdSt	- Factor to adjust blade edge stiffness (-)									
----- DISTRIBUTED BLADE PROPERTIES -----											
BlFract	AeroCent	StrcTwst	BMassDen	FlpStiff	EdgStiff	GJStiff	EASStiff	Alpha	FlpIner	EdgIner	Precr
(-)	(-)	(deg)	(kg/m)	(Nm^2)	(Nm^2)	(Nm^2)	(N)	(-)	(kg m)	(kg m)	(m)
0.00000	0.25000	13.308	678.935	18110.00E6	18113.60E6	5564.40E6	9729.48E6	0.0	972.86	973.04	0.0

0.00325	0.25000	13.308	678.935	18110.00E6	18113.60E6	5564.40E6	9729.48E6	0.0	972.86	973.04	0.0
0.01951	0.24951	13.308	773.363	19424.90E6	19558.60E6	5431.59E6	10789.50E6	0.0	1091.52	1066.38	0.0
0.03577	0.24510	13.308	740.550	17455.90E6	19497.80E6	4993.98E6	10067.23E6	0.0	966.09	1047.36	0.0
0.05203	0.23284	13.308	740.042	15287.40E6	19788.80E6	4666.59E6	9867.78E6	0.0	873.81	1099.75	0.0
0.06829	0.22059	13.308	592.496	10782.40E6	14858.50E6	3474.71E6	7607.86E6	0.0	648.55	873.02	0.0
0.08455	0.20833	13.308	450.275	7229.72E6	10220.60E6	2323.54E6	5491.26E6	0.0	456.76	641.49	0.0
0.10081	0.19608	13.308	424.054	6309.54E6	9144.70E6	1907.87E6	4971.30E6	0.0	400.53	593.73	0.0
0.11707	0.18382	13.308	400.638	5528.36E6	8063.16E6	1570.36E6	4493.95E6	0.0	351.61	547.18	0.0
0.13335	0.17156	13.308	382.062	4980.06E6	6884.44E6	1158.26E6	4034.80E6	0.0	316.12	490.84	0.0
0.14959	0.15931	13.308	399.655	4936.84E6	7009.18E6	1002.12E6	4037.29E6	0.0	303.60	503.86	0.0
0.16585	0.14706	13.308	426.321	4691.66E6	7167.68E6	855.90E6	4169.72E6	0.0	289.24	544.70	0.0
0.18211	0.13481	13.181	416.820	3949.46E6	7271.66E6	672.27E6	4082.35E6	0.0	246.57	569.90	0.0
0.19837	0.12500	12.848	406.186	3386.52E6	7081.70E6	547.49E6	4085.97E6	0.0	215.91	601.28	0.0
0.21465	0.12500	12.192	381.420	2933.74E6	6244.53E6	448.84E6	3668.34E6	0.0	187.11	546.56	0.0
0.23089	0.12500	11.561	352.822	2568.96E6	5048.96E6	335.92E6	3147.76E6	0.0	160.84	468.71	0.0
0.24715	0.12500	11.072	349.477	2388.65E6	4948.49E6	311.35E6	3011.58E6	0.0	148.56	453.76	0.0
0.26341	0.12500	10.792	346.538	2271.99E6	4808.02E6	291.94E6	2882.62E6	0.0	140.30	436.22	0.0
0.29595	0.12500	10.232	339.333	2050.05E6	4501.40E6	261.00E6	2613.97E6	0.0	124.61	398.18	0.0
0.32846	0.12500	9.672	330.004	1828.25E6	4244.07E6	228.82E6	2357.48E6	0.0	109.42	362.08	0.0
0.36098	0.12500	9.110	321.990	1588.71E6	3995.28E6	200.75E6	2146.86E6	0.0	94.36	335.01	0.0
0.39350	0.12500	8.534	313.820	1361.93E6	3750.76E6	174.38E6	1944.09E6	0.0	80.24	308.57	0.0
0.42602	0.12500	7.932	294.734	1102.38E6	3447.14E6	144.47E6	1632.70E6	0.0	62.67	263.87	0.0
0.45855	0.12500	7.321	287.120	875.80E6	3139.07E6	119.98E6	1432.40E6	0.0	49.42	237.06	0.0
0.49106	0.12500	6.711	263.343	681.30E6	2734.24E6	81.19E6	1168.76E6	0.0	37.34	196.41	0.0
0.52358	0.12500	6.122	253.207	534.72E6	2554.87E6	69.09E6	1047.43E6	0.0	29.14	180.34	0.0
0.55610	0.12500	5.546	241.666	408.90E6	2334.03E6	57.45E6	922.95E6	0.0	22.16	162.43	0.0
0.58862	0.12500	4.971	220.638	314.54E6	1828.73E6	45.92E6	760.82E6	0.0	17.33	134.83	0.0
0.62115	0.12500	4.401	200.293	238.63E6	1584.10E6	35.98E6	648.03E6	0.0	13.30	116.30	0.0
0.65366	0.12500	3.834	179.404	175.88E6	1323.36E6	27.44E6	539.70E6	0.0	9.96	97.98	0.0
0.68618	0.12500	3.332	165.094	126.01E6	1183.68E6	20.90E6	531.15E6	0.0	7.30	98.93	0.0
0.71870	0.12500	2.890	154.411	107.26E6	1020.16E6	18.54E6	460.01E6	0.0	6.22	85.78	0.0
0.75122	0.12500	2.503	138.935	90.88E6	797.81E6	16.28E6	375.75E6	0.0	5.19	69.96	0.0
0.78376	0.12500	2.116	129.555	76.31E6	709.61E6	14.53E6	328.89E6	0.0	4.36	61.41	0.0
0.81626	0.12500	1.730	107.264	61.05E6	518.19E6	9.07E6	244.04E6	0.0	3.36	45.44	0.0
0.84878	0.12500	1.342	98.776	49.48E6	454.87E6	8.06E6	211.60E6	0.0	2.75	39.57	0.0
0.88130	0.12500	0.954	90.248	39.36E6	395.12E6	7.08E6	181.52E6	0.0	2.21	34.09	0.0
0.89756	0.12500	0.760	83.001	34.67E6	353.72E6	6.09E6	160.25E6	0.0	1.93	30.12	0.0
0.91382	0.12500	0.574	72.906	30.41E6	304.73E6	5.75E6	109.23E6	0.0	1.69	20.15	0.0
0.93008	0.12500	0.404	68.772	26.52E6	281.42E6	5.33E6	100.08E6	0.0	1.49	18.53	0.0
0.93821	0.12500	0.319	66.264	23.84E6	261.71E6	4.94E6	92.24E6	0.0	1.34	17.11	0.0
0.94636	0.12500	0.253	59.340	19.63E6	158.81E6	4.24E6	63.23E6	0.0	1.10	11.55	0.0
0.95447	0.12500	0.216	55.914	16.00E6	137.88E6	3.66E6	53.32E6	0.0	0.89	9.77	0.0
0.96260	0.12500	0.178	52.484	12.83E6	118.79E6	3.13E6	44.53E6	0.0	0.71	8.19	0.0
0.97073	0.12500	0.140	49.114	10.08E6	101.63E6	2.64E6	36.90E6	0.0	0.56	6.82	0.0
0.97886	0.12500	0.101	45.818	7.55E6	85.07E6	2.17E6	29.92E6	0.0	0.42	5.57	0.0
0.98699	0.12500	0.062	41.669	4.60E6	64.26E6	1.58E6	21.31E6	0.0	0.25	4.01	0.0
0.99512	0.12500	0.023	11.453	0.25E6	6.61E6	0.25E6	4.85E6	0.0	0.04	0.94	0.0
1.00000	0.12500	0.000	10.319	0.17E6	5.01E6	0.19E6	3.53E6	0.0	0.02	0.68	0.0
----- BLADE MODE SHAPES -----											
0.0622	BldFl1Sh(2)	-	Flap mode 1, coeff of x^2								
1.7254	BldFl1Sh(3)	-	, coeff of x^3								
-3.2452	BldFl1Sh(4)	-	, coeff of x^4								
4.7131	BldFl1Sh(5)	-	, coeff of x^5								
-2.2555	BldFl1Sh(6)	-	, coeff of x^6								
-0.5809	BldFl2Sh(2)	-	Flap mode 2, coeff of x^2								
1.2067	BldFl2Sh(3)	-	, coeff of x^3								
-15.5349	BldFl2Sh(4)	-	, coeff of x^4								
29.7347	BldFl2Sh(5)	-	, coeff of x^5								
-13.8255	BldFl2Sh(6)	-	, coeff of x^6								
0.3627	BldEdgSh(2)	-	Edge mode 1, coeff of x^2								
2.5337	BldEdgSh(3)	-	, coeff of x^3								
-3.5772	BldEdgSh(4)	-	, coeff of x^4								
2.3760	BldEdgSh(5)	-	, coeff of x^5								
-0.6952	BldEdgSh(6)	-	, coeff of x^6								

A.2 TurbSim inputfil

TurbSim Input File.

-----Runtime Options-----

```

511347      RandSeed1      - First random seed (-2147483648 to 2147483647)
RanLux      RandSeed2      - Second random seed (-2147483648 to 2147483647) for intrinsic pRNG, or an alternative
False       WrBHHTP      - Output hub-height turbulence parameters in binary form? (Generates RootName.bin)
False       WrFHHTP      - Output hub-height turbulence parameters in formatted form? (Generates RootName.dat)
False       WrADHH      - Output hub-height time-series data in AeroDyn form? (Generates RootName.hh)
True        WrADFF      - Output full-field time-series data in TurbSim/AeroDyn form? (Generates RootName.bts)
False       WrBLFF      - Output full-field time-series data in BLADED/AeroDyn form? (Generates RootName.wnd)
False       WrADTWR      - Output tower time-series data? (Generates RootName.twr)
False       WrFMTHFF     - Output full-field time-series data in formatted (readable) form? (Generates RootName.fmt)
False       WrACT        - Output coherent turbulence time steps in AeroDyn form? (Generates RootName.cts)
True        Clockwise    - Clockwise rotation looking downwind? (used only for full-field binary files - not ne
0           ScaleIEC      - Scale IEC turbulence models to exact target standard deviation? [0=no additional sca

-----Turbine/Model Specifications-----
31          NumGrid_Z     - Vertical grid-point matrix dimension
31          NumGrid_Y     - Horizontal grid-point matrix dimension
0.05        TimeStep      - Time step [seconds]
630.0       AnalysisTime  - Length of analysis time series [seconds]
630.0       UsableTime    - Usable length of output time series [seconds] (program will add GridWidth/MeanHHWS s
110.0       HubHt         - Hub height [m] (should be > 0.5*GridHeight)
145.0       GridHeight    - Grid height [m]
145.0       GridWidth     - Grid width [m] (should be >= 2*(RotorRadius+ShaftLength))
0           VFlowAng      - Vertical mean flow (uptilt) angle [degrees]
0           HFlowAng      - Horizontal mean flow (skew) angle [degrees]

-----Meteorological Boundary Conditions-----
NONE        TurbModel     - Turbulence model ("IECKAI"=Kaimal, "IECVKM"=von Karman, "GP_LLJ", "NWTCPUP", "SMOOTH"
"1-ed3"     IECstandard   - Number of IEC 61400-x standard (x=1,2, or 3 with optional 61400-1 edition number (i
"B"         IECturbc      - IEC turbulence characteristic ("A", "B", "C" or the turbulence intensity in percent)
NTM         IEC_WindType  - IEC turbulence type ("NTM"=normal, "xETM"=extreme turbulence, "xEWM1"=extreme 1-year
default     ETMc          - IEC Extreme turbulence model "c" parameter [m/s]
PL          WindProfileType - Wind profile type ("JET"=Low-level jet, "LOG"=Logarithmic, "PL"=Power law, or "default
110.0       RefHt         - Height of the reference wind speed [m]
51.6        URef          - Mean (total) wind speed at the reference height [m/s]
default     ZJetMax       - Jet height [m] (used only for JET wind profile, valid 70-490 m)
default     PLExp         - Power law exponent [-] (or "default")
default     ZO            - Surface roughness length [m] (or "default")

-----Non-IEC Meteorological Boundary Conditions-----
default     Latitude      - Site latitude [degrees] (or "default")
0.05        RICH_NO       - Gradient Richardson number
default     UStar         - Friction or shear velocity [m/s] (or "default")
default     ZI            - Mixing layer depth [m] (or "default")
default     PC_UW         - Hub mean u'w' Reynolds stress [(m/s)^2] (or "default")
default     PC_UV         - Hub mean u'v' Reynolds stress [(m/s)^2] (or "default")
default     PC_VW         - Hub mean v'w' Reynolds stress [(m/s)^2] (or "default")
default     IncDec1       - u-component coherence parameters (e.g. "10.0 0.3e-3" in quotes) (or "default")
default     IncDec2       - v-component coherence parameters (e.g. "10.0 0.3e-3" in quotes) (or "default")
default     IncDec3       - w-component coherence parameters (e.g. "10.0 0.3e-3" in quotes) (or "default")
default     CohExp        - Coherence exponent (or "default")

-----Coherent Turbulence Scaling Parameters-----
"M:\coh_events\eventdata" CTEventPath - Name of the path where event data files are located
"Random"     CTEventFile  - Type of event files ("random", "les" or "dns")
true         Randomize    - Randomize disturbance scale and location? (true/false)
1.0          DistSc1      - Disturbance scale (ratio of dataset height to rotor disk).
0.5          CTLy         - Fractional location of tower centerline from right (looking downwind) to left side
0.5          CTLz         - Fractional location of hub height from the bottom of the dataset.
10.0         CTStartTime  - Minimum start time for coherent structures in RootName.cts [seconds]

=====
NOTE: Do not add or remove any lines in this file!
=====

```

A.3 MCrunch inputfil

```

----- MCrunch v1.00.00 Input File -----
Test #06 (+Names, -Chans, -CC, -TSp, +Stats, -SwT, -SwX, -SF, -EE, +Bins, +Bp, -PDF, -PDFp, +PSD, +PSDp, +PSDtxt, +PS
----- Job Options -----
false      EchoInp        Echo input to <rootname>.echo as this file is being read.

```

```

true          StrNames          Use channel names following a "$" instead of numbers when specifying channels in
false         OutData           Output modified data array after scaling and calculated channels. (currently unav
"%11.3e"      RealFmt           Format for outputting floating-point values.
"Test06_Agg"  AggRoot           Root name for aggregate output files.
----- Input-Data Layout -----
5             TitleLine         The row with the file title on it (zero if no title is available).
7             NamesLine         The row with the channel names on it (zero if no names are available or are speci
8             UnitsLine         The row with the channel units on it (zero if no units are available or are speci
9             FirstDataLine      The first row of data.
48000         TotLines          The total number of data lines in all files. Set to a non-zero value to improve
0             NumChans:         The number of channels in each input file.
ChanTitle ChanUnits Scale Offset NumCols rows of data follow. Title and units strings must be 10 characters
----- Filtering -----
----- Calculated Channels -----
0             NumCChan          The number calculated channels to generate.
1234567890    Seed              The integer seed for the random number generator (-2,147,483,648 to 2,147,483,64
Col_Title Units Equation        Put each field in quotes. Titles and units are limited to 10 characters. NumCC
----- Generic Plot Information -----
1.5           LineWidth         The width of curves on the plots.
210           FigLeftPos        The number of pixels from the left side of the screen to the left side of the fig
100           FigBottomPos       The number of pixels from the bottom of the screen to the bottom of the figures.
776           FigWidth          The horizontal width of the figures in pixels.
600           FigHeight         The vertical height of the figures in pixels.
true          FigTitles         Add titles to each figure?
true          SaveFigs          Save the generated figures in files?
----- Time-Series Plots -----
0             NumTimeFigs        Number of time-series figures. Each figure will have one or more subplots.
FigureName    #Rows             #Cols             Channel list (must number #Rows*#Cols) (NumTimeFigs rows of data follo
----- Moving Averages -----
----- Time and Wind Speed -----
$Time$        TimeChan          The channel containing time.
$WindVxi$     WChan             The primary wind-speed channel (used for mean wind speed and turbulence intensity
----- Load Roses -----
----- Azimuth Averages -----
----- Crosstalk Removal -----
----- Peak Finding -----
----- Statistics and Extreme Events -----
true          DoStats           Generate statistics of all the channels.
false         WrStatsTxt        Write the stats to a text file?
false         WrStatsXLS        Write the stats to an Excel file?
0             NumSFChans        Number of channels that will have summary statistics generated for them.
$RootFxc1$ $RootFyc1$ $RootFzci$ SFChans List of channels that will have summary statistics gener
0             NumEETables        Number of tables of extreme events.
TableName    #Chans             ChanList          #InfoChans         InfoChanList        (NumEETables rows of data follow
----- Binning -----
false         DoBins            Bin selected channels?
2             NumDepChans        Number of dependent channels to bin.
true          UseBinAv          When reporting the location of 1-D bins, use the average values instead of the bi
true          PltBins           Plot the binned data?
true          PltRawData        Plot the raw data on top of the binned data if there is only one independent chan
false         WrBinsTxt         Write binning results to a plain-text file?
false         WrBinsXLS         Write binning results to an Excel workbook?
DepChan NumDims IndChan1 BinWid1 IndChan2 BinWid2
$TTDspFA$ 1 $WindVxi$ 0.5
$TTDspFA$ 1 $WaveElev$ 0.5
----- Peak and Valley Listing -----
----- Probability Density -----
true          DoPDFs            Generate PDFs of all channels.
3             NumPDFChans        Number of PDF channels.
$WaveElev$ $WindVxi$ $TTDspFA$ PDFChans List of PDF channels.
20           NumPDFBins         Number of bins for the PDFs.
false         WrPDFsTxt         Write PDFs to a plain-text file?
false         WrPDFsXLS         Write PDFs to an Excel workbook?
2             NumPDFFigs         Number of figures for the PDFs. Each figure will have one or more subplots.
FigureName    #rows            #columns          Channel list (must number #rows*#columns) (NumPDFFigs rows of data foll
"Wind and Wave" 2 1 $WindVxi$ $WaveElev$
"Nacelle Surge" 1 1 $TTDspFA$
----- Power Spectral Density -----
false         DoPSDs            Generate power spectral densities?
4             NumPSDChans        Number of PSD channels.
$WaveElev$ $WindVxi$ $TTDspFA$ $TTDspSS$ PSDChans List of PSD channels.
true          RmvMean           Remove the mean of the signal(s)?
false         Detrend           Remove linear trend of the signal(s)?
true          CosTaper          Add a cosine taper to the ends of the time series?

```

```

"hamming"      WindowType      Type of data window.
false          IntPSDs          Integrate the PSDs before plotting or writing them to a file?
true          BinPSDs          Bin the PSDs before plotting or writing them to a file?
0.01          BinWidth         Width of the PSD bins.
false         WrPSDsXLS        Write the PSDs to an Excel file?
false         WrPSDsTx         Write the PSDs to a text file?
2             NumPSDFigs       Number of figures for the PSDs. Each figure will have one or more subplots.
FigureName    #rows #columns   Channel list (must number #rows*#columns) (NumPSDFigs rows of data follow)
"Taarn jag spektraltetthet" 1 1 $TTDspFA$
"Taarn svai spektraltetthet" 1 1 $TTDspSS$
----- Fatigue -----
false         DoFatigue        Do fatigue analysis.
0             NumFatChans       The number of rainflow channels. Next six lines ignored if zero.
0.0           FiltRatio        The fraction of the maximum range of each channel used as a cutoff range for the
1             RF_Per           Number of seconds in the rainflow counting period.
false         BinCycles        Bin the rainflow cycles?
false         BinMeans         Bin by cycle means in addition to ranges?
0.5           UCMult           Multiplier for binning unclosed cycles. (0 discards, 1 counts as a full cycle)
false         DoSimpDELS       Compute damage-equivalent loads?
false         DoLife           Do lifetime-related calculations?
10            RayAverWS        Rayleigh-average wind speed.
3             WSmin            Starting value for the wind-speed bins for the Rayleigh distribution.
2             WSDel            Delta value for the wind-speed bins for the Rayleigh distribution.
false         CumFatigue       Generate cycle data as cumulative cycles?
false         WrRFTxt          Write rainflow data to plain-text files?
false         WrRFXLS          Write rainflow data to an Excel workbook?
false         WrDELSTxt        Write DELs to plain-text files?
false         WrDELSXLS        Write DELs to an Excel workbook?
true          WrLifeTxt         Write lifetime results to plain-text files?
false         WrLifeXLS        Write lifetime results to an Excel workbook?
false         PltBinCyc        Plot binned rainflow cycles?
false         PltProbExc        Plot probability of exceedance?
false         PltCumCyc        Plot cumulative rainflow cycles?
false         PltRngMean        Plot 3-D range and mean binned rainflow cycles?
true          TblDELS           Generate a MatLab table of damage-equivalent loads?
Channel# NSlopes SNslopeLst BinWidth TypeLMF LUlt BinWidth not used when BinCycles is false. NumChans rows
0             NumFatFigs       Number of figures for the rainflow analysis. Each figure will have one or more
FigureName    #rows #columns   Channel list (must number #rows*#columns) (NumRFFigs rows of data fol
----- Statistical Extrapolation -----
----- Input Files -----
1             NumFiles         The number of input files to read.
"Monopel20.out"
==EOF==
DO NOT REMOVE OR CHANGE. MUST COME JUST AFTER LAST LINE OF VALID INPUT.

```

Tillegg B

Input-filer «CMS»

B.1 FAST inputfiler

B.1.1 FAST hovedfil

```
----- FAST INPUT FILE -----
NREL 5.0 MW Baseline Wind Turbine for Use in Offshore Analysis.
----- SIMULATION CONTROL -----
False      Echo      - Echo input data to "echo.out" (flag)
1          ADAMSPrep  - ADAMS preprocessor mode {1: Run FAST, 2: use FAST as a preprocessor to create an ADAMS mode
1          AnalMode   - Analysis mode {1: Run a time-marching simulation, 2: create a periodic linearized model} (s
3          NumBl      - Number of blades (-)
630.0      TMax       - Total run time (s)
0.0125     DT         - Integration time step (s)
----- TURBINE CONTROL -----
0          YCMode     - Yaw control mode {0: none, 1: user-defined from routine UserYawCont, 2: user-defined from S
9999.9     TYCOn      - Time to enable active yaw control (s) [unused when YCMode=0]
1          PCMode     - Pitch control mode {0: none, 1: user-defined from routine PitchCntrl, 2: user-defined from
0.0        TPCOn      - Time to enable active pitch control (s) [unused when PCMode=0]
2          VSContrl   - Variable-speed control mode {0: none, 1: simple VS, 2: user-defined from routine UserVSCont
9999.9     VS_RtGnSp  - Rated generator speed for simple variable-speed generator control (HSS side) (rpm) [used on
9999.9     VS_RtTq    - Rated generator torque/constant generator torque in Region 3 for simple variable-speed gene
9999.9     VS_Rgn2K   - Generator torque constant in Region 2 for simple variable-speed generator control (HSS side
9999.9     VS_SlPc    - Rated generator slip percentage in Region 2 1/2 for simple variable-speed generator control
2          GenModel   - Generator model {1: simple, 2: Thevenin, 3: user-defined from routine UserGen} (switch) [us
True       GenTiStr   - Method to start the generator {T: timed using TimGenOn, F: generator speed using SpdGenOn}
True       GenTiStp   - Method to stop the generator {T: timed using TimGenOf, F: when generator power = 0} (flag)
9999.9     SpdGenOn   - Generator speed to turn on the generator for a startup (HSS speed) (rpm) [used only when Ge
0.0        TimGenOn   - Time to turn on the generator for a startup (s) [used only when GenTiStr=True]
9999.9     TimGenOf   - Time to turn off the generator (s) [used only when GenTiStp=True]
1          HSSBrMode  - HSS brake model {1: simple, 2: user-defined from routine UserHSSBr} (switch)
9999.9     THSSBrDp   - Time to initiate deployment of the HSS brake (s)
9999.9     TiDynBrk   - Time to initiate deployment of the dynamic generator brake [CURRENTLY IGNORED] (s)
9999.9     TTPBrDp(1) - Time to initiate deployment of tip brake 1 (s)
9999.9     TTPBrDp(2) - Time to initiate deployment of tip brake 2 (s)
9999.9     TTPBrDp(3) - Time to initiate deployment of tip brake 3 (s) [unused for 2 blades]
9999.9     TBDepISp(1) - Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 1 (rpm)
9999.9     TBDepISp(2) - Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 2 (rpm)
9999.9     TBDepISp(3) - Deployment-initiation speed for the tip brake on blade 3 (rpm) [unused for 2 blades]
9999.9     TYawManS   - Time to start override yaw maneuver and end standard yaw control (s)
9999.9     TYawManE   - Time at which override yaw maneuver reaches final yaw angle (s)
0.0        NacYawF    - Final yaw angle for yaw maneuvers (degrees)
9999.9     TPitManS(1) - Time to start override pitch maneuver for blade 1 and end standard pitch control (s)
9999.9     TPitManS(2) - Time to start override pitch maneuver for blade 2 and end standard pitch control (s)
9999.9     TPitManS(3) - Time to start override pitch maneuver for blade 3 and end standard pitch control (s) [unuse
```

9999.9	TPitManE(1)	- Time at which override pitch maneuver for blade 1 reaches final pitch (s)
9999.9	TPitManE(2)	- Time at which override pitch maneuver for blade 2 reaches final pitch (s)
9999.9	TPitManE(3)	- Time at which override pitch maneuver for blade 3 reaches final pitch (s) [unused for 2 blades]
0.0	BlPitch(1)	- Blade 1 initial pitch (degrees)
0.0	BlPitch(2)	- Blade 2 initial pitch (degrees)
0.0	BlPitch(3)	- Blade 3 initial pitch (degrees) [unused for 2 blades]
0.0	BlPitchF(1)	- Blade 1 final pitch for pitch maneuvers (degrees)
0.0	BlPitchF(2)	- Blade 2 final pitch for pitch maneuvers (degrees)
0.0	BlPitchF(3)	- Blade 3 final pitch for pitch maneuvers (degrees) [unused for 2 blades]
----- ENVIRONMENTAL CONDITIONS -----		
9.80665	Gravity	- Gravitational acceleration (m/s ²)
----- FEATURE FLAGS -----		
True	FlapDOF1	- First flapwise blade mode DOF (flag)
True	FlapDOF2	- Second flapwise blade mode DOF (flag)
True	EdgeDOF	- First edgewise blade mode DOF (flag)
False	TeetDOF	- Rotor-teeter DOF (flag) [unused for 3 blades]
True	DrTrDOF	- Drivetrain rotational-flexibility DOF (flag)
True	GenDOF	- Generator DOF (flag)
True	YawDOF	- Yaw DOF (flag)
True	TwFADOF1	- First fore-aft tower bending-mode DOF (flag)
True	TwFADOF2	- Second fore-aft tower bending-mode DOF (flag)
True	TwSSDOF1	- First side-to-side tower bending-mode DOF (flag)
True	TwSSDOF2	- Second side-to-side tower bending-mode DOF (flag)
True	CompAero	- Compute aerodynamic forces (flag)
False	CompNoise	- Compute aerodynamic noise (flag)
----- INITIAL CONDITIONS -----		
0.0	OoPDefl	- Initial out-of-plane blade-tip displacement (meters)
0.0	IPDefl	- Initial in-plane blade-tip deflection (meters)
0.0	TeetDefl	- Initial or fixed teeter angle (degrees) [unused for 3 blades]
0.0	Azimuth	- Initial azimuth angle for blade 1 (degrees)
12.1	RotSpeed	- Initial or fixed rotor speed (rpm)
0.0	NacYaw	- Initial or fixed nacelle-yaw angle (degrees)
0.0	TTDspFA	- Initial fore-aft tower-top displacement (meters)
0.0	TTDspSS	- Initial side-to-side tower-top displacement (meters)
----- TURBINE CONFIGURATION -----		
63.0	TipRad	- The distance from the rotor apex to the blade tip (meters)
1.5	HubRad	- The distance from the rotor apex to the blade root (meters)
1	PSPnELN	- Number of the innermost blade element which is still part of the pitchable portion of the blade
0.0	UndSling	- Undersling length [distance from teeter pin to the rotor apex] (meters) [unused for 3 blades]
0.0	HubCM	- Distance from rotor apex to hub mass [positive downwind] (meters)
-5.01910	OverHang	- Distance from yaw axis to rotor apex [3 blades] or teeter pin [2 blades] (meters)
1.9	NacCMxn	- Downwind distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)
0.0	NacCMyn	- Lateral distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)
1.75	NacCMzn	- Vertical distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)
87.6	TowerHt	- Height of tower above ground level [onshore] or MSL [offshore] (meters)
1.96256	Twr2Shft	- Vertical distance from the tower-top to the rotor shaft (meters)
0.0	TwrRBHt	- Tower rigid base height (meters)
-5.0	ShftTilt	- Rotor shaft tilt angle (degrees)
0.0	Delta3	- Delta-3 angle for teetering rotors (degrees) [unused for 3 blades]
-2.5	PreCone(1)	- Blade 1 cone angle (degrees)
-2.5	PreCone(2)	- Blade 2 cone angle (degrees)
-2.5	PreCone(3)	- Blade 3 cone angle (degrees) [unused for 2 blades]
0.0	AzimBlUp	- Azimuth value to use for I/O when blade 1 points up (degrees)
----- MASS AND INERTIA -----		
0.0	YawBrMass	- Yaw bearing mass (kg)
240.00E3	NacMass	- Nacelle mass (kg)
56.78E3	HubMass	- Hub mass (kg)
0.0	TipMass(1)	- Tip-brake mass, blade 1 (kg)
0.0	TipMass(2)	- Tip-brake mass, blade 2 (kg)
0.0	TipMass(3)	- Tip-brake mass, blade 3 (kg) [unused for 2 blades]
2607.89E3	NacYIner	- Nacelle inertia about yaw axis (kg m ²)
534.116	GenIner	- Generator inertia about HSS (kg m ²)
115.926E3	HubIner	- Hub inertia about rotor axis [3 blades] or teeter axis [2 blades] (kg m ²)
----- DRIVETRAIN -----		
100.0	GBoxEff	- Gearbox efficiency (%)
94.4	GenEff	- Generator efficiency [ignored by the Thevenin and user-defined generator models] (%)
97.0	GBRatio	- Gearbox ratio (-)
False	GBRevers	- Gearbox reversal {T: if rotor and generator rotate in opposite directions} (flag)
28.1162E3	HSSBrTqF	- Fully deployed HSS-brake torque (N-m)
0.6	HSSBrDT	- Time for HSS-brake to reach full deployment once initiated (sec) [used only when HSSBrMode=1]
	DynBrkFi	- File containing a mech-gen-torque vs HSS-speed curve for a dynamic brake [CURRENTLY IGNORED]
867.637E6	DTTorSpr	- Drivetrain torsional spring (N-m/rad)
6.215E6	DTTorDmp	- Drivetrain torsional damper (N-m/(rad/s))
----- SIMPLE INDUCTION GENERATOR -----		

9999.9	SIG_SlPc	- Rated generator slip percentage (%) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]
9999.9	SIG_SySp	- Synchronous (zero-torque) generator speed (rpm) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]
9999.9	SIG_RtTq	- Rated torque (N-m) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]
9999.9	SIG_PORT	- Pull-out ratio (Tpullout/Trated) (-) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]
-----THEVENIN-EQUIVALENT INDUCTION GENERATOR-----		
9999.9	TEC_Freq	- Line frequency [50 or 60] (Hz) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9998	TEC_NPol	- Number of poles [even integer > 0] (-) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9999.9	TEC_SRes	- Stator resistance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9999.9	TEC_RRes	- Rotor resistance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9999.9	TEC_VLL	- Line-to-line RMS voltage (volts) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9999.9	TEC_SLR	- Stator leakage reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9999.9	TEC_RLR	- Rotor leakage reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
9999.9	TEC_MR	- Magnetizing reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
-----PLATFORM-----		
3	PtfmModel	- Platform model {0: none, 1: onshore, 2: fixed bottom offshore, 3: floating offshore} (switch)
"NREOffshBsrBslne5MW_Platform_OC3Hywind.dat"		PtfmFile - Name of file containing platform properties (quoted string)
-----TOWER-----		
20	TwrNodes	- Number of tower nodes used for analysis (-)
"NREOffshBsrBslne5MW_Tower_OC3Hywind.dat"		TwrFile - Name of file containing tower properties (quoted string)
-----NACELLE-YAW-----		
9028.32E6	YawSpr	- Nacelle-yaw spring constant (N-m/rad)
19.16E6	YawDamp	- Nacelle-yaw damping constant (N-m/(rad/s))
0.0	YawNeut	- Neutral yaw position--yaw spring force is zero at this yaw (degrees)
-----FURLING-----		
False	Furling	- Read in additional model properties for furling turbine (flag)
FurlFile		- Name of file containing furling properties (quoted string) [unused when Furling=False]
-----ROTOR-TEETER-----		
0	TeetMod	- Rotor-teeter spring/damper model {0: none, 1: standard, 2: user-defined from routine UserTeetMod}
0.0	TeetDmpP	- Rotor-teeter damper position (degrees) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]
0.0	TeetDmp	- Rotor-teeter damping constant (N-m/(rad/s)) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]
0.0	TeetCDmp	- Rotor-teeter rate-independent Coulomb-damping moment (N-m) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]
0.0	TeetSStP	- Rotor-teeter soft-stop position (degrees) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]
0.0	TeetHStP	- Rotor-teeter hard-stop position (degrees) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]
0.0	TeetSSSP	- Rotor-teeter soft-stop linear-spring constant (N-m/rad) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]
0.0	TeetHSSP	- Rotor-teeter hard-stop linear-spring constant (N-m/rad) [used only for 2 blades and when TeetMod=1]
-----TIP-BRAKE-----		
0.0	TBDrConN	- Tip-brake drag constant during normal operation, Cd*Area (m^2)
0.0	TBDrConD	- Tip-brake drag constant during fully-deployed operation, Cd*Area (m^2)
0.0	TpBrDT	- Time for tip-brake to reach full deployment once released (sec)
-----BLADE-----		
"NREOffshBsrBslne5MW_Blade.dat"		BldFile(1) - Name of file containing properties for blade 1 (quoted string)
"NREOffshBsrBslne5MW_Blade.dat"		BldFile(2) - Name of file containing properties for blade 2 (quoted string)
"NREOffshBsrBslne5MW_Blade.dat"		BldFile(3) - Name of file containing properties for blade 3 (quoted string)
-----AERODYN-----		
"NREOffshBsrBslne5MW_AeroDyn.ipt"		ADFile - Name of file containing AeroDyn input parameters (quoted string)
-----NOISE-----		
NoiseFile		- Name of file containing aerodynamic noise input parameters (quoted string) [used only when Noise=1]
-----ADAMS-----		
"NREOffshBsrBslne5MW_ADAMSSpecific.dat"		ADAMSFile - Name of file containing ADAMS-specific input parameters (quoted string)
-----LINEARIZATION CONTROL-----		
"NREOffshBsrBslne5MW_Linear.dat"		LinFile - Name of file containing FAST linearization parameters (quoted string)
-----OUTPUT-----		
True	SumPrint	- Print summary data to "<RootName>.fsm" (flag)
True	TabDelim	- Generate a tab-delimited tabular output file. (flag)
"ES10.3E2"	OutFmt	- Format used for tabular output except time. Resulting field should be 10 characters. (quoted string)
30.0	TStart	- Time to begin tabular output (s)
1	DecFact	- Decimation factor for tabular output {1: output every time step} (-)
1.0	SttsTime	- Amount of time between screen status messages (sec)
-3.09528	NcIMUxn	- Downwind distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)
0.0	NcIMUyn	- Lateral distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)
2.23336	NcIMUzn	- Vertical distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)
1.912	ShftGagL	- Distance from rotor apex [3 blades] or teeter pin [2 blades] to shaft strain gages [positive]
1	NTwGages	- Number of tower nodes that have strain gages for output [0 to 9] (-)
10	TwrGagNd	- List of tower nodes that have strain gages [1 to TwrNodes] (-) [unused if NTwGages=0]
1	NBlGages	- Number of blade nodes that have strain gages for output [0 to 9] (-)
9	BldGagNd	- List of blade nodes that have strain gages [1 to BldNodes] (-) [unused if NBlGages=0]
OutList		- The next line(s) contains a list of output parameters. See OutList.txt for a listing of available parameters
"WindVxi , WindVyi , WindVzi"		- Longitudinal, lateral, and vertical wind speeds
"WaveElev"		- Wave elevation at the platform reference point
"Wave1Vxi , Wave1Vyi , Wave1Vzi"		- Longitudinal, lateral, and vertical wave particle velocity
"Wave1Axi , Wave1Ayi , Wave1Azi"		- Longitudinal, lateral, and vertical wave particle acceleration
"GenPwr , GenTq"		- Electrical generator power and torque
"HSSBrTq"		- High-speed shaft brake torque
"BldPitch1, BldPitch2, BldPitch3"		- Pitch angles for blades 1, 2, and 3

"Azimuth"	- Blade 1 azimuth angle
"RotSpeed , GenSpeed"	- Low-speed shaft and high-speed shaft speeds
"NacYaw , NacYawErr"	- Nacelle yaw angle and nacelle yaw error estimate
"OoPDefl1 , IPDefl1 , TwstDefl1"	- Blade 1 out-of-plane and in-plane deflections and tip
"OoPDefl2 , IPDefl2 , TwstDefl2"	- Blade 2 out-of-plane and in-plane deflections and tip
"OoPDefl3 , IPDefl3 , TwstDefl3"	- Blade 3 out-of-plane and in-plane deflections and tip
"TwrClrnc1 , TwrClrnc2 , TwrClrnc3"	- Tip-to-tower clearance estimate for blades 1, 2, and 3
"NcIMUTAxS , NcIMUTAyS , NcIMUTAzS"	- Nacelle IMU translational accelerations (absolute) in
"TTDspFA , TTDspSS , TTDspTwst"	- Tower fore-aft and side-to-side displacements and top
"PtfmSurge , PtfmSway , PtfmHeave"	- Platform translational surge, sway, and heave displace
"PtfmRoll , PtfmPitch , PtfmYaw"	- Platform rotational roll, pitch and yaw displacements
"PtfmTAXt , PtfmTAYt , PtfmTAzt"	- Platform translation accelerations (absolute) in the t
"RootFxc1 , RootFyc1 , RootFzc1"	- Out-of-plane shear, in-plane shear, and axial forces a
"RootMxc1 , RootMyc1 , RootMzc1"	- In-plane bending, out-of-plane bending, and pitching m
"RootFxc2 , RootFyc2 , RootFzc2"	- Out-of-plane shear, in-plane shear, and axial forces a
"RootMxc2 , RootMyc2 , RootMzc2"	- In-plane bending, out-of-plane bending, and pitching m
"RootFxc3 , RootFyc3 , RootFzc3"	- Out-of-plane shear, in-plane shear, and axial forces a
"RootMxc3 , RootMyc3 , RootMzc3"	- In-plane bending, out-of-plane bending, and pitching m
"Spn1MLxb1 , Spn1MLyb1 , Spn1MLzb1"	- Blade 1 local edgewise bending, flapwise bending, and
"Spn1MLxb2 , Spn1MLyb2 , Spn1MLzb2"	- Blade 2 local edgewise bending, flapwise bending, and
"Spn1MLxb3 , Spn1MLyb3 , Spn1MLzb3"	- Blade 3 local edgewise bending, flapwise bending, and
"RotThrust , LSSGagFya , LSSGagFza"	- Rotor thrust and low-speed shaft 0- and 90-rotating sh
"RotTorq , LSSGagMya , LSSGagMza"	- Rotor torque and low-speed shaft 0- and 90-rotating be
"YawBrFxp , YawBrFyp , YawBrFzp"	- Fore-aft shear, side-to-side shear, and vertical force
"YawBrMxp , YawBrMyp , YawBrMzp"	- Side-to-side bending, fore-aft bending, and yaw moment
"TwrBsFxt , TwrBsFyt , TwrBsFzt"	- Fore-aft shear, side-to-side shear, and vertical force
"TwrBsMxt , TwrBsMyt , TwrBsMzt"	- Side-to-side bending, fore-aft bending, and yaw moment
"TwHt1MLxt , TwHt1MLyt , TwHt1MLzt"	- Local side-to-side bending, fore-aft bending, and yaw
"Fair1Ten , Fair1Ang , Anch1Ten , Anch1Ang"	- Line 1 fairlead and anchor effective tensions and vert
"Fair2Ten , Fair2Ang , Anch2Ten , Anch2Ang"	- Line 2 fairlead and anchor effective tensions and vert
"Fair3Ten , Fair3Ang , Anch3Ten , Anch3Ang"	- Line 3 fairlead and anchor effective tensions and vert
"TipSpdRat , RotCp , RotCt , RotCq"	- Rotor tip speed ratio and power, thrust, and torque co
END of FAST input file (the word "END" must appear in the first 3 columns of this last line).	

B.1.2 AeroDyn-fil

NREL 5.0 MW offshore baseline aerodynamic input properties; Compatible with AeroDyn v12.58.	
SI	SysUnits - System of units for used for input and output [must be SI for FAST] (unquoted string)
BEDDOES	StallMod - Dynamic stall included [BEDDOES or STEADY] (unquoted string)
USE_CM	UseCm - Use aerodynamic pitching moment model? [USE_CM or NO_CM] (unquoted string)
EQUIL	InfModel - Inflow model [DYNIN or EQUIL] (unquoted string)
SWIRL	IndModel - Induction-factor model [NONE or WAKE or SWIRL] (unquoted string)
0.005	AToler - Induction-factor tolerance (convergence criteria) (-)
PRANDt1	TLModel - Tip-loss model (EQUIL only) [PRANDt1, GTECH, or NONE] (unquoted string)
PRANDt1	HLModel - Hub-loss model (EQUIL only) [PRANDt1 or NONE] (unquoted string)
"WinddataTurbulent\Winddata.bts"	WindFile - Name of file containing wind data (quoted
90.0	HH - Wind reference (hub) height [TowerHt+Twr2Shft+OverHang*SIN(ShftTilt)] (m)
0.0	TwrShad - Tower-shadow velocity deficit (-)
9999.9	ShadHwid - Tower-shadow half width (m)
9999.9	T_Shad_Refpt - Tower-shadow reference point (m)
1.225	AirDens - Air density (kg/m ³)
1.464E-5	KinVisc - Kinematic air viscosity [CURRENTLY IGNORED] (m ² /sec)
0.02479	DTAero - Time interval for aerodynamic calculations (sec)
8	NumFoil - Number of airfoil files (-)
"AeroData\Cylinder1.dat"	FoilNm - Names of the airfoil files [NumFoil lines] (quoted str
"AeroData\Cylinder2.dat"	
"AeroData\DU40_A17.dat"	
"AeroData\DU35_A17.dat"	
"AeroData\DU30_A17.dat"	
"AeroData\DU25_A17.dat"	
"AeroData\DU21_A17.dat"	
"AeroData\NACA64_A17.dat"	
17	BldNodes - Number of blade nodes used for analysis (-)
RNodes	AeroTwst DRNodes Chord NFOil PrnElm
2.8667	13.308 2.7333 3.542 1 NOPRINT
5.6000	13.308 2.7333 3.854 1 NOPRINT
8.3333	13.308 2.7333 4.167 2 NOPRINT
11.7500	13.308 4.1000 4.557 3 NOPRINT
15.8500	11.480 4.1000 4.652 4 NOPRINT

19.9500	10.162	4.1000	4.458	4	NOPRINT
24.0500	9.011	4.1000	4.249	5	NOPRINT
28.1500	7.795	4.1000	4.007	6	NOPRINT
32.2500	6.544	4.1000	3.748	6	NOPRINT
36.3500	5.361	4.1000	3.502	7	NOPRINT
40.4500	4.188	4.1000	3.256	7	NOPRINT
44.5500	3.125	4.1000	3.010	8	NOPRINT
48.6500	2.319	4.1000	2.764	8	NOPRINT
52.7500	1.526	4.1000	2.518	8	NOPRINT
56.1667	0.863	2.7333	2.313	8	NOPRINT
58.9000	0.370	2.7333	2.086	8	NOPRINT
61.6333	0.106	2.7333	1.419	8	NOPRINT

B.1.3 Plattform-fil

----- FAST PLATFORM FILE -----					
NREL 5.0 MW offshore baseline floating platform input properties for the OC3-Hywind spar-buoy.					
----- FEATURE FLAGS (CONT) -----					
True	PtfmSgDOF	-	Platform horizontal surge translation DOF (flag)		
True	PtfmSwDOF	-	Platform horizontal sway translation DOF (flag)		
True	PtfmHvDOF	-	Platform vertical heave translation DOF (flag)		
True	PtfmRDOF	-	Platform roll tilt rotation DOF (flag)		
True	PtfmPDOF	-	Platform pitch tilt rotation DOF (flag)		
True	PtfmYDOF	-	Platform yaw rotation DOF (flag)		
----- INITIAL CONDITIONS (CONT) -----					
0.0	PtfmSurge	-	Initial or fixed horizontal surge translational displacement of platform (meters)		
0.0	PtfmSway	-	Initial or fixed horizontal sway translational displacement of platform (meters)		
0.0	PtfmHeave	-	Initial or fixed vertical heave translational displacement of platform (meters)		
0.0	PtfmRoll	-	Initial or fixed roll tilt rotational displacement of platform (degrees)		
0.0	PtfmPitch	-	Initial or fixed pitch tilt rotational displacement of platform (degrees)		
0.0	PtfmYaw	-	Initial or fixed yaw rotational displacement of platform (degrees)		
----- TURBINE CONFIGURATION (CONT) -----					
-10.0	TwrDraft	-	Downward distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the tower base plat		
89.9155	PtfmCM	-	Downward distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform CM (met		
0.0	PtfmRef	-	Downward distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform refere		
----- MASS AND INERTIA (CONT) -----					
7466.33E3	PtfmMass	-	Platform mass (kg)		
4229.23E6	PtfmRIner	-	Platform inertia for roll tilt rotation about the platform CM (kg m^2)		
4229.23E6	PtfmPIner	-	Platform inertia for pitch tilt rotation about the platform CM (kg m^2)		
164.23E6	PtfmYIner	-	Platform inertia for yaw rotation about the platform CM (kg m^2)		
----- PLATFORM (CONT) -----					
FltngPtfmLd	PtfmLdMod	-	Platform loading model {0: none, 1: user-defined from routine UserPtfmLd} (switch)		
"HydroData\Spar"			WAMITFile	-	Root name of WAMIT output files containing the linear,
8029.21	PtfmVol0	-	Displaced volume of water when the platform is in its undisplaced position (m^3) [USE THE		
240	PtfmNodes	-	Number of platform nodes used in calculation of viscous drag term from Morison's equation		
120.0	PtfmDraft	-	Effective platform draft in calculation of viscous drag term from Morison's equation (me		
6.5	PtfmDiam	-	Effective platform diameter in calculation of viscous drag term from Morison's equation (me		
0.6	PtfmCD	-	Effective platform normalized hydrodynamic viscous drag coefficient in calculation of visco		
60.0	RdtnTMax	-	Analysis time for wave radiation kernel calculations (sec) [determines RdtnDOmega=Pi/RdtnTM		
0.025	RdtnDT	-	Time step for wave radiation kernel calculations (sec) [DT<=RdtnDT<=0.1 recommended] [deter		
----- MOORING LINES -----					
3	NumLines	-	Number of mooring lines (-)		
1	LineMod	-	Mooring line model {1: standard quasi-static, 2: user-defined from routine UserLine} (swit		
LRadAnch	LAngAnch	LDpthAnch	LRadFair	LAngFair	LDrftFair
(m)	(deg)	(m)	(m)	(deg)	(m)
853.87	0.0	320.0	5.2	0.0	70.0
853.87	120.0	320.0	5.2	120.0	70.0
853.87	240.0	320.0	5.2	240.0	70.0
----- WAVES -----					
1025.0	WtrDens	-	Water density (kg/m^3)		
320.0	WtrDpth	-	Water depth (meters) [USE THE SAME VALUE SPECIFIED IN THE WAMIT .POT FILE!]		
2	WaveMod	-	Incident wave kinematics model {0: none=still water, 1: plane progressive (regular), 2: JON		
3630.0	WaveTMax	-	Analysis time for incident wave calculations (sec) [unused when WaveMod=0] [determines Wave		
0.25	WaveDT	-	Time step for incident wave calculations (sec) [unused when WaveMod=0] [0.1<=WaveDT<=1.0 re		
4.8	WaveHs	-	Significant wave height of incident waves (meters) [used only when WaveMod=1 or 2]		
10.8	WaveTp	-	Peak spectral period of incident waves (sec) [used only when WaveMod=1 or 2]		
DEFAULT	WavePkShp	-	Peak shape parameter of incident wave spectrum (-) or DEFAULT (unquoted string) [used only		
0.0	WaveDir	-	Incident wave propagation heading direction (degrees) [unused when WaveMod=0]		
123456789	WaveSeed(1)	-	First random seed of incident waves [-2147483648 to 2147483647] (-) [unused when WaveMod=0		
1011121314	WaveSeed(2)	-	Second random seed of incident waves [-2147483648 to 2147483647] (-) [unused when WaveMod=0		

B.1.4 Tårn-fil

FAST TOWER FILE									
NREL 5.0 MW offshore baseline tower input properties for the OC3-Hywind spar-buoy.									
TOWER PARAMETERS									
11	NtWtpSt	- Number of input stations to specify tower geometry							
False	CalcTMode	- Calculate tower mode shapes internally (T: ignore mode shapes from below, F: use mode shapes from below)							
1.0	TwrFADmp(1)	- Tower 1st fore-aft mode structural damping ratio (%)							
1.0	TwrFADmp(2)	- Tower 2nd fore-aft mode structural damping ratio (%)							
1.0	TwrSSDmp(1)	- Tower 1st side-to-side mode structural damping ratio (%)							
1.0	TwrSSDmp(2)	- Tower 2nd side-to-side mode structural damping ratio (%)							
TOWER ADJUSTMENT FACTORS									
1.0	FAStTunr(1)	- Tower fore-aft modal stiffness tuner, 1st mode (-)							
1.0	FAStTunr(2)	- Tower fore-aft modal stiffness tuner, 2nd mode (-)							
1.0	SSStTunr(1)	- Tower side-to-side stiffness tuner, 1st mode (-)							
1.0	SSStTunr(2)	- Tower side-to-side stiffness tuner, 2nd mode (-)							
1.0	AdjTwMa	- Factor to adjust tower mass density (-)							
1.0	AdjFASt	- Factor to adjust tower fore-aft stiffness (-)							
1.0	AdjSSSt	- Factor to adjust tower side-to-side stiffness (-)							
DISTRIBUTED TOWER PROPERTIES									
HtFract	TMassDen	TwFAStif	TwSSStif	TwGJStif	TwEASStif	TwFAIner	TwSSIner	TwFACgOf	TwSScgOf
(-)	(kg/m)	(Nm^2)	(Nm^2)	(Nm^2)	(N)	(kg m)	(kg m)	(m)	(m)
0.0	4667.00	603.903E9	603.903E9	464.718E9	115.302E9	24443.7	24443.7	0.0	0.0
0.1	4345.28	517.644E9	517.644E9	398.339E9	107.354E9	20952.2	20952.2	0.0	0.0
0.2	4034.76	440.925E9	440.925E9	339.303E9	99.682E9	17847.0	17847.0	0.0	0.0
0.3	3735.44	373.022E9	373.022E9	287.049E9	92.287E9	15098.5	15098.5	0.0	0.0
0.4	3447.32	313.236E9	313.236E9	241.043E9	85.169E9	12678.6	12678.6	0.0	0.0
0.5	3170.40	260.897E9	260.897E9	200.767E9	78.328E9	10560.1	10560.1	0.0	0.0
0.6	2904.69	215.365E9	215.365E9	165.729E9	71.763E9	8717.2	8717.2	0.0	0.0
0.7	2650.18	176.028E9	176.028E9	135.458E9	65.475E9	7124.9	7124.9	0.0	0.0
0.8	2406.88	142.301E9	142.301E9	109.504E9	59.464E9	5759.8	5759.8	0.0	0.0
0.9	2174.77	113.630E9	113.630E9	87.441E9	53.730E9	4599.3	4599.3	0.0	0.0
1.0	1953.87	89.488E9	89.488E9	68.863E9	48.272E9	3622.1	3622.1	0.0	0.0
TOWER FORE-AFT MODE SHAPES									
0.8689	TwFAM1Sh(2)	- Mode 1, coefficient of x^2 term							
0.2205	TwFAM1Sh(3)	- , coefficient of x^3 term							
-0.0908	TwFAM1Sh(4)	- , coefficient of x^4 term							
0.1167	TwFAM1Sh(5)	- , coefficient of x^5 term							
-0.1154	TwFAM1Sh(6)	- , coefficient of x^6 term							
42.5859	TwFAM2Sh(2)	- Mode 2, coefficient of x^2 term							
-18.6419	TwFAM2Sh(3)	- , coefficient of x^3 term							
-20.3570	TwFAM2Sh(4)	- , coefficient of x^4 term							
-23.2686	TwFAM2Sh(5)	- , coefficient of x^5 term							
20.6816	TwFAM2Sh(6)	- , coefficient of x^6 term							
TOWER SIDE-TO-SIDE MODE SHAPES									
0.8340	TwSSM1Sh(2)	- Mode 1, coefficient of x^2 term							
0.2216	TwSSM1Sh(3)	- , coefficient of x^3 term							
-0.0571	TwSSM1Sh(4)	- , coefficient of x^4 term							
0.0934	TwSSM1Sh(5)	- , coefficient of x^5 term							
-0.0918	TwSSM1Sh(6)	- , coefficient of x^6 term							
60.2285	TwSSM2Sh(2)	- Mode 2, coefficient of x^2 term							
-27.5868	TwSSM2Sh(3)	- , coefficient of x^3 term							
-30.3887	TwSSM2Sh(4)	- , coefficient of x^4 term							
-33.6738	TwSSM2Sh(5)	- , coefficient of x^5 term							
32.4208	TwSSM2Sh(6)	- , coefficient of x^6 term							

----- FAST INDIVIDUAL BLADE FILE -----												
NREL 5.0 MW offshore baseline blade input properties.												
----- BLADE PARAMETERS -----												
49	NBlInpSt	- Number of blade input stations (-)										
False	CalcBMode	- Calculate blade mode shapes internally (T: ignore mode shapes from below, F: use mode shapes)										
0.477465	BldFlDmp(1)	- Blade flap mode #1 structural damping in percent of critical (%)										
0.477465	BldFlDmp(2)	- Blade flap mode #2 structural damping in percent of critical (%)										
0.477465	BldEdDmp(1)	- Blade edge mode #1 structural damping in percent of critical (%)										
----- BLADE ADJUSTMENT FACTORS -----												
1.0	FlStTunr(1)	- Blade flapwise modal stiffness tuner, 1st mode (-)										
1.0	FlStTunr(2)	- Blade flapwise modal stiffness tuner, 2nd mode (-)										
1.04536	AdjBlMs	- Factor to adjust blade mass density (-)										
1.0	AdjFlSt	- Factor to adjust blade flap stiffness (-)										
1.0	AdjEdSt	- Factor to adjust blade edge stiffness (-)										
----- DISTRIBUTED BLADE PROPERTIES -----												
BlFract	AeroCent	StrcTwst	BMassDen	FlpStff	EdgStff	GJStff	EASTff	Alpha	FlpIner	EdgIner	PreCr	
(-)	(-)	(deg)	(kg/m)	(Nm ⁻²)	(Nm ⁻²)	(Nm ⁻²)	(N)	(-)	(kg m)	(kg m)	(m)	
0.00000	0.25000	13.308	678.935	18110.00E6	18113.60E6	5564.40E6	9729.48E6	0.0	972.86	973.04	0.0	
0.00325	0.25000	13.308	678.935	18110.00E6	18113.60E6	5564.40E6	9729.48E6	0.0	972.86	973.04	0.0	
0.01951	0.24951	13.308	773.363	19424.90E6	19558.60E6	5431.59E6	10789.50E6	0.0	1091.52	1066.38	0.0	
0.03577	0.24510	13.308	740.550	17455.90E6	19497.80E6	4993.98E6	10067.23E6	0.0	966.09	1047.36	0.0	
0.05203	0.23284	13.308	740.042	15287.40E6	19788.80E6	4666.59E6	9867.78E6	0.0	873.81	1099.75	0.0	
0.06829	0.22059	13.308	592.496	10782.40E6	14858.50E6	3474.71E6	7607.86E6	0.0	648.55	873.02	0.0	
0.08455	0.20833	13.308	450.275	7229.72E6	10220.60E6	2323.54E6	5491.26E6	0.0	456.76	641.49	0.0	
0.10081	0.19608	13.308	424.054	6309.54E6	9144.70E6	1907.87E6	4971.30E6	0.0	400.53	593.73	0.0	
0.11707	0.18382	13.308	400.638	5528.36E6	8063.16E6	1570.36E6	4493.95E6	0.0	351.61	547.18	0.0	
0.13335	0.17156	13.308	382.062	4980.06E6	6884.44E6	1158.26E6	4034.80E6	0.0	316.12	490.84	0.0	
0.14959	0.15931	13.308	399.655	4936.84E6	7009.18E6	1002.12E6	4037.29E6	0.0	303.60	503.86	0.0	
0.16585	0.14706	13.308	426.321	4691.66E6	7167.68E6	855.90E6	4169.72E6	0.0	289.24	544.70	0.0	
0.18211	0.13481	13.181	416.820	3949.46E6	7271.66E6	672.27E6	4082.35E6	0.0	266.57	569.90	0.0	
0.19837	0.12500	12.848	406.186	3386.52E6	7081.70E6	547.49E6	4085.97E6	0.0	215.91	601.28	0.0	
0.21465	0.12500	12.192	381.420	2933.74E6	6244.53E6	448.84E6	3668.34E6	0.0	187.11	546.56	0.0	
0.23089	0.12500	11.561	352.822	2568.96E6	5048.96E6	335.92E6	3147.76E6	0.0	160.84	468.71	0.0	
0.24715	0.12500	11.072	349.477	2388.65E6	4948.49E6	311.35E6	3011.58E6	0.0	148.56	453.76	0.0	
0.26341	0.12500	10.792	346.538	2271.99E6	4808.02E6	291.94E6	2882.62E6	0.0	140.30	436.22	0.0	
0.29595	0.12500	10.232	339.333	2050.05E6	4501.40E6	261.00E6	2613.97E6	0.0	124.61	398.18	0.0	
0.32846	0.12500	9.672	330.004	1828.25E6	4244.07E6	228.82E6	2357.48E6	0.0	109.42	362.08	0.0	
0.36098	0.12500	9.110	321.990	1588.71E6	3995.28E6	200.75E6	2146.86E6	0.0	94.36	335.01	0.0	
0.39350	0.12500	8.534	313.820	1361.93E6	3750.76E6	174.38E6	1944.09E6	0.0	80.24	308.57	0.0	
0.42602	0.12500	7.932	294.734	1101.98E6	3447.14E6	144.47E6	1632.70E6	0.0	62.67	263.87	0.0	
0.45855</												

4.7131	BldFl1Sh(5)	-	, coeff of x ⁵
-2.2555	BldFl1Sh(6)	-	, coeff of x ⁶
-0.5809	BldFl2Sh(2)	-	Flap mode 2, coeff of x ²
1.2067	BldFl2Sh(3)	-	, coeff of x ³
-15.5349	BldFl2Sh(4)	-	, coeff of x ⁴
29.7347	BldFl2Sh(5)	-	, coeff of x ⁵
-13.8255	BldFl2Sh(6)	-	, coeff of x ⁶
0.3627	BldEdgSh(2)	-	Edge mode 1, coeff of x ²
2.5337	BldEdgSh(3)	-	, coeff of x ³
-3.5772	BldEdgSh(4)	-	, coeff of x ⁴
2.3760	BldEdgSh(5)	-	, coeff of x ⁵
-0.6952	BldEdgSh(6)	-	, coeff of x ⁶

B.2 TurbSim inputfil

TurbSim Input File.

```

-----Runtime Options-----
511347      RandSeed1      - First random seed (-2147483648 to 2147483647)
RanLux      RandSeed2      - Second random seed (-2147483648 to 2147483647) for intrinsic pRNG, or an alternative
False      WrBHHTP      - Output hub-height turbulence parameters in binary form? (Generates RootName.bin)
False      WrFHHTP      - Output hub-height turbulence parameters in formatted form? (Generates RootName.dat)
False      WrADHH      - Output hub-height time-series data in AeroDyn form? (Generates RootName.hh)
True       WrADFF      - Output full-field time-series data in TurbSim/AeroDyn form? (Generates RootName.bts)
False      WrBLFF      - Output full-field time-series data in BLADED/AeroDyn form? (Generates RootName.wnd)
False      WrADTWR      - Output tower time-series data? (Generates RootName.twr)
False      WrFMTFF      - Output full-field time-series data in formatted (readable) form? (Generates RootName.fmt)
False      WrACT      - Output coherent turbulence time steps in AeroDyn form? (Generates RootName.cts)
True       Clockwise      - Clockwise rotation looking downwind? (used only for full-field binary files - not ne
0          ScaleIEC      - Scale IEC turbulence models to exact target standard deviation? [0=no additional sca

-----Turbine/Model Specifications-----
31          NumGrid_Z      - Vertical grid-point matrix dimension
31          NumGrid_Y      - Horizontal grid-point matrix dimension
0.05        TimeStep      - Time step [seconds]
630.0       AnalysisTime   - Length of analysis time series [seconds]
630.0       UsableTime     - Usable length of output time series [seconds] (program will add GridWidth/MeanHHWS s
110.0       HubHt         - Hub height [m] (should be > 0.5*GridHeight)
145.0       GridHeight     - Grid height [m]
145.0       GridWidth      - Grid width [m] (should be >= 2*(RotorRadius+ShaftLength))
0          VFlowAng       - Vertical mean flow (uplift) angle [degrees]
0          HFlowAng       - Horizontal mean flow (skew) angle [degrees]

-----Meteorological Boundary Conditions-----
NONE        TurbModel      - Turbulence model ("IECKAI"=Kaimal, "IECVKM"=von Karman, "GP_LLJ", "NWTCP", "SMOOTH"
"1-ed3"     IECStandard    - Number of IEC 61400-x standard (x=1,2, or 3 with optional 61400-1 edition number (i
"B"         IECturbrc      - IEC turbulence characteristic ("A", "B", "C" or the turbulence intensity in percent)
NTM         IEC_WindType   - IEC turbulence type ("NTM"=normal, "xETM"=extreme turbulence, "xEWM1"=extreme 1-year
default     ETMc           - IEC Extreme turbulence model "c" parameter [m/s]
PL          WindProfileType - Wind profile type ("JET"=Low-level jet, "LOG"=Logarithmic, "PL"=Power law, or "default
110.0       RefHt         - Height of the reference wind speed [m]
51.6        URef          - Mean (total) wind speed at the reference height [m/s]
default     ZJetMax       - Jet height [m] (used only for JET wind profile, valid 70-490 m)
default     PLExp         - Power law exponent [-] (or "default")
default     ZO            - Surface roughness length [m] (or "default")

-----Non-IEC Meteorological Boundary Conditions-----
default     Latitude      - Site latitude [degrees] (or "default")
0.05        RICH_NO       - Gradient Richardson number
default     UStar         - Friction or shear velocity [m/s] (or "default")
default     ZI            - Mixing layer depth [m] (or "default")
default     PC_UW         - Hub mean u'w' Reynolds stress [(m/s)^2] (or "default")
default     PC_UV         - Hub mean u'v' Reynolds stress [(m/s)^2] (or "default")
default     PC_VW         - Hub mean v'w' Reynolds stress [(m/s)^2] (or "default")
default     IncDec1       - u-component coherence parameters (e.g. "10.0 0.3e-3" in quotes) (or "default")
default     IncDec2       - v-component coherence parameters (e.g. "10.0 0.3e-3" in quotes) (or "default")
default     IncDec3       - w-component coherence parameters (e.g. "10.0 0.3e-3" in quotes) (or "default")
default     CohExp        - Coherence exponent (or "default")

-----Coherent Turbulence Scaling Parameters-----

```

```

"M:\coh_events\eventdata" CTEventPath - Name of the path where event data files are located
"Random" CTEventFile - Type of event files ("random", "les" or "dns")
true Randomize - Randomize disturbance scale and location? (true/false)
1.0 DistSc1 - Disturbance scale (ratio of dataset height to rotor disk).
0.5 CTLy - Fractional location of tower centerline from right (looking downwind) to left side
0.5 CTLz - Fractional location of hub height from the bottom of the dataset.
10.0 CTStartTime - Minimum start time for coherent structures in RootName.cts [seconds]

=====
NOTE: Do not add or remove any lines in this file!
=====

```

B.3 MCrunch inputfil

```

----- MCrunch v1.00.00 Input File -----
Test #06 (+Names, -Chans, -CC, -TSp, +Stats, -SwT, -SwX, -SF, -EE, +Bins, +Bp, -PDF, -PDFp, +PSD, +PSDp, +PSDtxt, +PS
----- Job Options -----
false EchoInp Echo input to <rootname>.echo as this file is being read.
true StrNames Use channel names following a "$" instead of numbers when specifying channels in
false OutData Output modified data array after scaling and calculated channels. (currently unav
"%11.3e" RealFmt Format for outputting floating-point values.
"Test06_Agg" AggRoot Root name for aggregate output files.
----- Input-Data Layout -----
5 TitleLine The row with the file title on it (zero if no title is available).
7 NamesLine The row with the channel names on it (zero if no names are available or are speci
8 UnitsLine The row with the channel units on it (zero if no units are available or are speci
9 FirstDataLine The first row of data.
48000 TotLines The total number of data lines in all files. Set to a non-zero value to improve
0 NumChans: The number of channels in each input file.
ChanTitle ChanUnits Scale Offset NumCols rows of data follow. Title and units strings must be 10 characters
----- Filtering -----
----- Calculated Channels -----
0 NumCChan The number calculated channels to generate.
1234567890 Seed The integer seed for the random number generator (-2,147,483,648 to 2,147,483,64
Col_Title Units Equation Put each field in quotes. Titles and units are limited to 10 characters. NumCC
----- Generic Plot Information -----
1.5 LineWidth The width of curves on the plots.
210 FigLeftPos The number of pixels from the left side of the screen to the left side of the fig
100 FigBottomPos The number of pixels from the bottom of the screen to the bottom of the figures.
776 FigWidth The horizontal width of the figures in pixels.
600 FigHeight The vertical height of the figures in pixels.
true FigTitles Add titles to each figure?
true SaveFigs Save the generated figures in files?
----- Time-Series Plots -----
0 NumTimeFigs Number of time-series figures. Each figure will have one or more subplots.
FigureName #Rows #Cols Channel list (must number #Rows*#Cols) (NumTimeFigs rows of data follo
----- Moving Averages -----
----- Time and Wind Speed -----
$Time$ TimeChan The channel containing time.
$WindVxi$ WSChan The primary wind-speed channel (used for mean wind speed and turbulence intensity
----- Load Roses -----
----- Azimuth Averages -----
----- Crosstalk Removal -----
----- Peak Finding -----
----- Statistics and Extreme Events -----
true DoStats Generate statistics of all the channels.
false WrStatsTxt Write the stats to a text file?
false WrStatsXLS Write the stats to an Excel file?
0 NumSFChans Number of channels that will have summary statistics generated for them.
$RootFxc1$ $RootFyc1$ $RootFzc1$ SFChans List of channels that will have summary statistics gener
0 NumEETables Number of tables of extreme events.
TableName #Chans ChanList #InfoChans InfoChanList (NumEETables rows of data follow
----- Binning -----
false DoBins Bin selected channels?
2 NumDepChans Number of dependent channels to bin.
true UseBinAv When reporting the location of 1-D bins, use the average values instead of the bi
true PltBins Plot the binned data?
true PltRawData Plot the raw data on top of the binned data if there is only one independent chan
false WrBinsTxt Write binning results to a plain-text file?
false WrBinsXLS Write binning results to an Excel workbook?

```

```

DepChan NumDims IndChan1 BinWid1 IndChan2 BinWid2
$TTDspFA$ 1 $WindVxi$ 0.5
$TTDspFA$ 1 $WaveElev$ 0.5
----- Peak and Valley Listing -----
----- Probability Density -----
true DoPDFs Generate PDFs of all channels.
3 NumPDFChans Number of PDF channels.
$WaveElev$ $WindVxi$ $TTDspFA$ PDFChans List of PDF channels.
20 NumPDFBins Number of bins for the PDFs.
false WrPDFsTxt Write PDFs to a plain-text file?
false WrPDFsXLS Write PDFs to an Excel workbook?
2 NumPDFFigs Number of figures for the PDFs. Each figure will have one or more subplots.
FigureName #rows #columns Channel list (must number #rows*#columns) (NumPDFFigs rows of data follow)
"Wind and Wave" 2 1 $WindVxi$ $WaveElev$
"Nacelle Surge" 1 1 $TTDspFA$
----- Power Spectral Density -----
false DoPSDs Generate power spectral densities?
4 NumPSDChans Number of PSD channels.
$WaveElev$ $WindVxi$ $TTDspFA$ $TTDspSS$ PSDChans List of PSD channels.
true RmvMean Remove the mean of the signal(s)?
false Detrend Remove linear trend of the signal(s)?
true CosTaper Add a cosine taper to the ends of the time series?
"hamming" WindowType Type of data window.
false IntPSDs Integrate the PSDs before plotting or writing them to a file?
true BinPSDs Bin the PSDs before plotting or writing them to a file?
0.01 BinWidth Width of the PSD bins.
false WrPSDsXLS Write the PSDs to an Excel file?
false WrPSDsTx Write the PSDs to a text file?
2 NumPSDFigs Number of figures for the PSDs. Each figure will have one or more subplots.
FigureName #rows #columns Channel list (must number #rows*#columns) (NumPSDFigs rows of data follow)
"Taarn jag spektraltetthet" 1 1 $TTDspFA$
"Taarn svai spektraltetthet" 1 1 $TTDspSS$
----- Fatigue -----
false DoFatigue Do fatigue analysis.
0 NumFatChans The number of rainflow channels. Next six lines ignored if zero.
0.0 FiltRatio The fraction of the maximum range of each channel used as a cutoff range for the
1 RF_Per Number of seconds in the rainflow counting period.
false BinCycles Bin the rainflow cycles?
false BinMeans Bin by cycle means in addition to ranges?
0.5 UCMult Multiplier for binning unclosed cycles. (0 discards, 1 counts as a full cycle)
false DoSimpDELS Compute damage-equivalent loads?
false DoLife Do lifetime-related calculations?
10 RayAverWS Rayleigh-average wind speed.
3 WSmin Starting value for the wind-speed bins for the Rayleigh distribution.
2 WSdel Delta value for the wind-speed bins for the Rayleigh distribution.
false CumFatigue Generate cycle data as cumulative cycles?
false WrRFTxt Write rainflow data to plain-text files?
false WrRFXLS Write rainflow data to an Excel workbook?
false WrDELSTxt Write DELs to plain-text files?
false WrDELSXLS Write DELs to an Excel workbook?
true WrLifeTxt Write lifetime results to plain-text files?
false WrLifeXLS Write lifetime results to an Excel workbook?
false PltBinCyc Plot binned rainflow cycles?
false PltProbExc Plot probability of exceedance?
false PltCumCyc Plot cumulative rainflow cycles?
false PltRngMean Plot 3-D range and mean binned rainflow cycles?
true TblDELS Generate a MatLab table of damage-equivalent loads?
Channel# NSlopes SNslopeLst BinWidth TypeLMF LUlt BinWidth not used when BinCycles is false. NumChans rows
0 NumFatFigs Number of figures for the rainflow analysis. Each figure will have one or more
FigureName #rows #columns Channel list (must number #rows*#columns) (NumRFFigs rows of data follow)
----- Statistical Extrapolation -----
----- Input Files -----
1 NumFiles The number of input files to read.
"CMS20.out"
==EOF== DO NOT REMOVE OR CHANGE. MUST COME JUST AFTER LAST LINE OF VALID INPUT.

```


Referanser

- [1] International standard iec 61400-1 edition 3.
- [2] *Hywind - Flytende offshore vindkraft*. Norsk Offshoredag - Hydro, 2007.
- [3] *NORSOK N-003 2nd edition : Action and action effects*. Standards Norway, 2007.
- [4] Wind power today: Building a new energy future. Technical report, april 2009.
- [5] Evaluate the effect of turbine period of vibration requirements on structural design parameters. Technical report, Applied Physical Sciences Corp., September 2010.
- [6] Upwind: Design limits and solutions for very large windturbines. Technical report, march 2011.
- [7] Emmanuel Branlard. Wind energy: On the statistics of gusts and their propagation through a wind farm. Technical report, February 2009.
- [8] T. Burton. *Wind energy: handbook 2nd edition*. J. Wiley, 2010.
- [9] NWTC Design Codes (AeroDyn by Dr. David J. Laino). Aerodyn web page, 2012.
- [10] NWTC Design Codes (FAST by J. Jonkman). Fast web page.
- [11] NWTC Design Codes (MCrunch by Marshall Buhl). Mcrunch web page.
- [12] NWTC Design Codes (TurbSim by N. Kelley and B. Jonkman). Turbsim web page.
- [13] A.K. Chopra. *Dynamics of structures: theory and applications to earthquake engineering*. Prentice-Hall international series in civil engineering and engineering mechanics. Pearson/Prentice Hall, 2007.

-
- [14] John S. Denker. *See how it flies. A new spin on the perceptions, procedures, and principles of flight.*
 - [15] DNV. Offshore standard dnv-os-j101. *Design of Offshore Wind Turbine Structures*, Oktober 2010.
 - [16] DNV. Recommended practice dnv-rp-c205. *Environmental Conditions and Environmental Loads*, Oktober 2010.
 - [17] C. Dyrbye and S. O. Hansen. *Wind Load on Structures*. 1997.
 - [18] Edwards and Penney. *Calculus, Early transcendentals, Matrix version*. Prentice Hall, 6 edition, 2002.
 - [19] Odd Magnus Faltinsen. *Sea loads on ships and offshore structures*. Cambridge university press, 1995.
 - [20] Martin O. L. Hansen. *Aerodynamics of Wind Turbines*. Earthscan, 2nd edition, 2008.
 - [21] Erich Hau. *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Springer-Verlag, 2nd edition, 2006.
 - [22] J. Hess and A.M.O Smith. Calculation of nonlifting potential flow about arbitrary three-dimensional bodies. Technical report, Douglas Aircraft Division, Long Beach, California, 1962.
 - [23] L.H. Holthuijsen. *Waves in oceanic and coastal waters*. Cambridge University Press, 2007.
 - [24] S. L. James Hu. Nonlinearity and spectral width effects on ocean wave height distribution. Technical report, University of Rhode Island, 2002.
 - [25] J. G. McGowan J. F. Manwell and A. L. Rogers. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. John Wiley and sons Ltd., 2nd edition, 2010.
 - [26] W. Musial J. Jonkman, S. Butterfield and G. Scott. Definition of a 5-mw reference wind turbine for offshore system development. Technical report, National Renewable Energy Laboratory, February 2009.
 - [27] Peter Jamieson. *Innovation in Wind Turbine Design*. John Wiley & sons Ltd., 2011.
 - [28] N.L. Johnson and S. Kotz. *Distributions in statistics. Continuous univariate distributions*. Wiley, New York, 2 edition, 1970.

-
- [29] B. J. Jonkman. *TurbSim Users Guide*. NREL, 1.50 edition, 2009.
 - [30] Jason Jonkman. Dynamics modeling and loads analysis of an offshore floating wind turbine. Technical report, NREL, 2007.
 - [31] Jason Jonkman. Definition of the floating system for phase iv of oc3. Technical report, National Renewable Energy Laboratory, 2010.
 - [32] S. Haver K. Johannessen, T. S. Meling. Joint distribution for wind and waves in the northern north sea. Technical report, 2001.
 - [33] Madjid Karimirad. *Stochastic dynamic response analysis of spar-type wind turbines with catenary or taut mooring systems*. PhD thesis, NTNU, 2011.
 - [34] David J. Laino. Aerodyn users manual. Technical report, Windward Engineering, 2002.
 - [35] H. Lamb. *Hydrodynamics 6th edition*. Dover Publications Inc., 1932.
 - [36] C. H. Lee and J. N. Newman. Computation of wave effects using the panel method. Technical report, WAMIT inc. USA and Department of ocean engineering, MIT, USA, 2003.
 - [37] M.S Longuet-Higgins. On the statistical distribution of the heights of sea waves. *Journal of Marine Research*, 1952.
 - [38] J.W. Miles. *On the generation of surface waves by shear flows*. Journal of Fluid Mechanics, vol. 3, 1957.
 - [39] Minoo H. Patel. *Dynamics of offshore structures*. Butterworths, 1989.
 - [40] Mats Rastad and Snorre Føreland. Bunnfaste offshore vindmøller - en kvantitativ vurdering av alternative konsepter. Master's thesis, Universitetet i Oslo, 2010.
 - [41] Turgut Sarpkaya and Michael Isaacson. *Mechanics of wave forces on offshore structures*. Litton Educational Publishing, Inc., 1981.
 - [42] B. Mutlu Sumer and Jørgen Fredsøe. *Hydrodynamics around cylindrical structures*. New Jersey London : World Scientific Publishing, 2006.
 - [43] Formation Design Systems. <http://www.formsys.com/>.
 - [44] J. Twidell and G. Gaudiosi. *Offshore wind power*. Multi-Science Pub. Co., 2009.

-
- [45] Det Norske Veritas and Risø. *Guidelines for Design of Wind Turbines*. DNV/Risø, 2nd edition, 2002.
 - [46] Philip Curtis Wheeler. An explication of aeirfoil section bendin g-torsion[sic] flutter. Master's thesis, 2004.
 - [47] Simon Willmann. Lift and drag of kayak rudders. Master's thesis, Uiversitetet i Oslo, 2012.
 - [48] James F. Wilson. *Dynamics of offshore structures, 2nd edition*. Wiley, 2003.